


Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический
Кафедра энергетика
Направление подготовки 13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника
Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика


ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

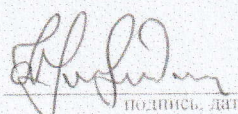
И.о. зав. кафедрой

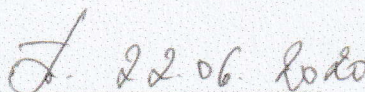

Н.В. Савина
« 26 » 06 2020 г.

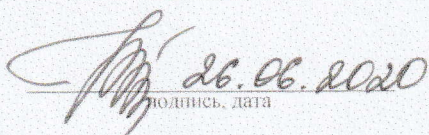
БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция подстанции Сковородино в связи со строительством
линии напряжением 500 кВ Зейская ГЭС – Сковородино

Исполнитель
студент группы 642-об1  16.06.20
подпись, дата В.Э. Костяев

Руководитель
профессор
канд.техн.наук  18.06.20
подпись, дата Ю.В. Мясоедов

Консультант по
безопасности и
экологичности
доцент, канд.техн.наук  22.06.2020
подпись, дата А.Б. Булгаков

Нормоконтроль
ст. преподаватель  26.06.2020
подпись, дата Н.С. Бодруг

Благовещенск 2020

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

Н.В. Савина

« 24 » 03 2020 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Костяева Владимира Эдуардовича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция подстанции Сковородино в связи со строительством линии напряжением 500 кВ Зейская ГЭС – Сковородино
(утверждено приказом от 23.03.2020г. № 657-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 26.06.2020г.

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Исходная схема электрической сети, ГОСТы, ПУЭ и другая нормативно-справочная литература

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Характеристика района проектирования. Выбор схемы проектируемой подстанции. Выбор силовых трансформаторов. Расчет токов короткого замыкания. Выбор оборудования. Выбор и расчет релейной защиты. Расчет молниезащиты и заземления подстанции. Безопасность и экологичность. Техничко-экономический расчет.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 9 листов графической части

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Безопасность и экологичность – Булгаков А.Б.

7. Дата выдачи задания 24.03.2020г.

Руководитель выпускной квалификационной работы: Мясоедов Юрий Викторович, профессор, канд. техн. наук

(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): 24.03.2020г.
(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 109 с., 12 рисунков, 41 таблицу, 116 формул.

ТРАНСФОРМАТОР, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ НАГРУЗКА, ПОДСТАНЦИЯ, ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ, ПОТЕРИ МОЩНОСТИ, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, АВТОМАТИЧЕСКИЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ПРЕДОХРАНИТЕЛЬ, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ, БЕЗОПАСНОСТЬ.

В работе выполнена реконструкция подстанции Сковородино в связи с присоединением двух линий 500 кВ Зейская ГЭС - Сковородино. Для присоединения новых линий разработан проект РУ 500 кВ и выбраны автотрансформаторы подходящей мощности на напряжения 500/220 кВ. Для присоединения выбранных автотрансформаторов к уже имеющейся подстанции произведено расширение РУ 220 кВ на одну ячейку.

В связи с тем, что замена оборудования подстанции экономическом смысле была бы не целесообразной, была произведена проверка установленного оборудования подстанции на соответствие его новым условиям работы. Эти условия заключаются в том, что при строительстве нового уровня напряжения, а также присоединения двух высоковольтных линий, неизбежно сталкиваемся с увеличением токов короткого замыкания. Также была рассчитана мощность трансформаторов собственных нужд и выбрано место их установки.

Спроектированы и описаны защиты автотрансформаторов от внутренних повреждений.

Выбрана схема резервирования автотрансформаторов.

Были созданы проекты, по обеспечению безопасности подстанции от ударов молнии и грозových перенапряжений.

Выявлена экономическая целесообразность данного проекта.

Для выше перечисленной работы потребовалось произвести соответствующие расчёты, такие как:

- расчёт токов короткого замыкания;
- проверка и выбор оборудования;
- расчёт релейной защиты автотрансформаторов на микропроцессорной базе;
- расчёт молниезащиты здания КРУЭ и площадки автотрансформаторов (выбрано количество молниеотводов, их высота и место установки) ;
- рассчитана и спроектирована сетка заземления в соответствии во всеми особенностями климата и грунта, рассчитано количество и выбрано место установки вертикальных молниеотводов;
- произведён расчёт маслоприёмников;
- рассчитана себестоимость данного проекта и сроки окупаемости.

СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения и сокращения	7
Введение	8
1 Характеристика района проектирования	9
2 Выбор схемы проектируемой подстанции	11
3 Выбор силовых трансформаторов	12
4 Расчёт токов короткого замыкания	14
4.1 Параметры схемы замещения прямой последовательности	17
4.2. Эквивалентирование схемы прямой последовательности	20
4.3 Действующее значение периодической составляющей тока трехфазного короткого замыкания	26
4.4 Ударный ток КЗ в начальный момент трехфазного КЗ	29
4.5 Расчет апериодической составляющей тока КЗ в начальный момент времени	29
5 Выбор оборудования	31
5.1 Выбор КРУЭ	32
5.2 Выбор и проверка выключателей	33
5.3 Выбор разъединителей	38
5.4 Выбор трансформаторов тока	40
5.5 Выбор трансформаторов напряжения	46
5.6 Выбор и проверка токоведущих частей	49
5.7 Выбор и проверка изоляторов	54
5.8 Выбор трансформаторов собственных нужд	56
5.9 Выбор ОПН	58
5.10 Выбор аккумуляторных батарей	64
5.11 Выбор высокочастотных заградителей	66
6 Релейная защита	69
6.1 Защита трансформатора	70

6.2	Выбор рабочих ответвлений токовых входов терминала	71
6.3	Выбор уставок дифференциальной защиты трансформатора	73
6.4	Выбор уставок дифференциальной токовой отсечки	77
6.5	Выбор уставок МТЗ	78
7	Заземление и молниезащита подстанции	80
7.1	Заземление подстанции	80
7.2	Защита от прямых ударов молнии	86
8	Безопасность и экологичность	91
8.1	Безопасность	91
8.1.1	Требования по безопасности персонала, обусловленные особенностями конструкции КРУЭ	91
8.2	Экологичность	91
8.2.1	Расчет шума, создаваемого трансформаторами	91
8.2.2	Влияние электромагнитного излучения	94
8.2.3	Защита почвы	94
8.3	Чрезвычайная ситуация	97
9	Технико-экономическая часть проекта	99
9.1	Капиталовложения в подстанцию	99
9.2	Расчет потерь электрической энергии	100
9.3	Расчет издержек	100
9.4	Определение себестоимости	102
	Заключение	106
	Библиографический список	107

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

АТС - автотрансформатор связи;

АВР - автоматический ввод резерва;

КРУЭ – комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией;

АПВ - автоматическое повторное включение;

ТКЗ - ток короткого замыкания;

ЛЭП - линия электропередачи;

МТЗ - максимальная токовая защита;

НН - низкое напряжение;

КЗ - короткое замыкание;

ПС – подстанция;

ТТ - трансформатор тока;

ТН - трансформатор напряжения;

ТО - токовая отсечка.

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность работы заключается в технических условиях на технологических присоединениях энергопринимающих устройств ОАО «Российские железные дороги» к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» (ПС 220 кВ Аячи/т, ПС 220 кВ БАМ/т, ПС 220 кВ Большая Омутная/т, ПС 220 кВ Уруша/т, ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т, ПС 220 кВ Гонжа/т, ПС 220 кВ Ульручи/т, ПС 220 кВ Магдагачи, ПС 220 кВ Сулус/т, ПС 220 кВ Ледяная/т, ПС 220 кВ Мухинская/т, ПС 220 кВ Сиваки/т, ПС 220 кВ Чалганы/т, ПС 220 кВ Шимановск/т), утвержденные 21.01.2020.

В связи с необходимостью увеличения мощности было выбрано технологическое решение, связанное с присоединением двух линий 500 кВ Зейская ГЭС – Сковородино.

Для решения данной задачи был разработан проект, который заключается в постройке РУ 500 кВ и установки силовых автотрансформаторов.

Данная схема РУ и план площадки автотрансформаторов должны будут безотказно работать в течение – 30 лет с минимальным ущербом от недоотпуска электроэнергии.

К работе прилагаются 9 листов графической части.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Подстанция 220 кВ «Сковородино» трансформаторной мощностью 126 МВА введена в эксплуатацию в 1977 году располагается в непосредственной близости города Сковородино, Сковородинского района, Амурской области. Являясь узловой подстанцией, она обеспечивает электроснабжение потребителей Сковородинского района Амурской области, в том числе Березитового рудника, тяговых подстанций РЖД в Приамурье.

Площадь района равна 20,5 тыс. кв. км, численность население примерно 27,3 тыс. чел, из которых 10 тыс. – сельское. Расположен он на западе Амурской области. Она граничит с: Читинской областью на западе; Тындинским районом на севере; с Магдагачинским районом на востоке. На Юге он граничит с рекой Амур, а следовательно и с Китаем. Самыми крупными посёлками считаются: Ерофей Павлович, Уруша, Талдан.

Местность района имеет ландшафт с средне- и низкогорным рельефом, высота которого составляет 500 - 1200 м над уровнем моря с возможным увеличением высоты на 150 - 550 м. Через район протягивается Урушинский хребет. Он берёт своё начало на западе за пределами района и протягивается на восток с отметками в 100 – 1440 м. Он представляет собой гольцевую гряду, которая постепенно понижается до слаборасчленённое низкогорье с высотой в 700 – 900 м. Постепенно слаборасчленённое низкогорье переходит в Уруша – Ольдойскую депрессию. Такое преобразование происходит при постепенном продвижении на юг.

Депрессия представляет собой заболоченную местность с плоско – холмистым рельефом, высота которых около 550 м.

Вся обширная речная сеть Сковородинского района принадлежит бассейну реки Амур. Все крупные реки бассейна начинаются за пределами района. Самыми крупными реками являются: Урка, Омутная, Уруша, Ольдой, Большой Невер. Ширина рек достигает 30 – 200 м. скорость течения около 1,5 м/сек. Реки не глубокие и практически не превышают глубины в 2 м. Присуще

обширные долины. Они ящикообразные и как правило ассиметричны. Поймы рек часто заболочены. Берега имеют обрывистый вид.

В результате сезонных колебаний температур их амплитуда достигает 50°C . Район имеет резко континентальный климат. Средняя температура за год составляет $+4^{\circ}\text{C}$. Минимума температура достигает в январе и равняется -55°C . Максимум же равен $+38^{\circ}\text{C}$ и достигается в июле. Среднее значение осадков за год равно 405 мм.

2 ВЫБОР СХЕМЫ ПРОЕКТИРУЕМОЙ ПОДСТАНЦИИ

При выборе схемы РУ учитываются все возможные условия, а также рассматривается возможность дальнейшего расширения РУ. Так же учитываются номинальные напряжения и требования надёжности.

Не маловажную роль при выборе схемы играют такие факторы, как:

- число силовых трансформаторов;
- тип РУ;
- количество приходящих линий;

Так же следует соблюдать требования обеспечения экономичности выбранной схемы и типа РУ, эксплуатационных работ на новых объектах подстанции, удобства в проведении, а также безопасность.

В соответствии с НТН для ПС 35 – 750 кВ разработаны типовые схемы, позволяющие максимально унифицировать практические решения.

В связи со всем вышесказанным выберем схему для РУ 500 кВ:

- Комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией 500 кВ (КРУЭ 500 кВ) – схема № 15 трансформаторы шины с присоединением линий через два выключателя.

Такая схема, а также тип РУ, предусматривают дальнейшее расширение и обеспечивают высокую надёжность электроснабжения.

3 ВЫБОР СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

При выборе автотрансформаторов рассматриваем такой вариант, при котором вся подстанция будет питаться только через 500 кВ, без дополнительных источников питания на других напряжениях. То есть выбираем трансформаторы на полную мощность подстанции.

Расчёт мощности трансформаторов производим по следующему выражению:

$$S_{\text{трасч}} = \frac{\sqrt{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{n_{\text{т}} \cdot k_{\text{зопт}}}, \quad (1)$$

где $S_{\text{трасч}}$ – расчётная мощность трансформатора, МВА;

$P_{\text{ср}}$ – средняя зимняя активная мощность, МВт;

$Q_{\text{неск}}$ – значение максимальной не скомпенсированной реактивной мощности, Мвар;

$n_{\text{т}}$ – число трансформаторов;

$k_{\text{зопт}}$ – оптимальный коэффициент загрузки.

Расчетная мощность трансформатора на ПС Дубки:

$$S_{\text{трасч}} = \frac{\sqrt{174,3^2 + 111,78^2}}{1 \cdot 0,7} = 295,74 \text{ МВА}.$$

Принимаем однофазные автотрансформаторы АОНДЦТН-167000/500/220. Учитывая схему соединения общая мощность группы из трёх автотрансформаторов будет равна мощности одного автотрансформатора, увеличенной в 3 раза. Резервирование выполняется путём установки четвёртого автотрансформатора. В случае выхода из строя одного из автотрансформаторов фаза переключается на резервную по джемперной схеме резервирования. Такая схема основана на замене одной из фаз на резервную с

помощью коммутационных переключателей. В результате время простоя снижается до часов. Так же для переключения релейной защиты используют специальные блоки, которые переключают вторичные цепи повреждённого трансформатора на цепи резервного.

Проверяем трансформатор на загрузку в послеаварийном режиме, то есть в тот момент, когда один из автотрансформаторов вышел из строя, а резервный еще не подключён.

$$k_{3 \text{ п/а}} = \frac{\sqrt{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{n_{\text{т}} - 1 \cdot S_{\text{трасч}}} . \quad (2)$$

При этом должно выполняться условие $k_{3 \text{ п/а}} \leq 1,4$.

$$k_{3 \text{ п/а}} = \frac{\sqrt{174,3^2 + 111,78^2}}{2 \cdot 167} = 0,6 .$$

Коэффициент не превышает максимально допустимое значение, следовательно, в аварийном режиме, при отключении одного трансформатора, оставшиеся в работе два трансформатора выдержат нагрузку.

4 РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

При эксплуатации электрических сетей возможны такие случаи, когда происходит замыкание разных фаз либо одной фазы на землю. Такая ситуация может возникнуть из – за повреждения изоляции, перекрытия фаз дугой, в результате уменьшения сопротивления между фазами или разряда молнии, обрыва проводника и многих других вариантах.

По виду короткие замыкания бывают симметричными и несимметричными. К симметричным относят трёхфазные замыкания, к несимметричным, двухфазные однофазные.

Во время короткого замыкания происходит просадка напряжения, которая особенно ощутима вблизи места КЗ. Просадка напряжения может повлиять на потребителей электроэнергии. Одним из вариантов проявления просадки напряжения является остановка двигателей. Это приводит к последствиям, при которых может быть нанесён существенный ущерб потребителям.

Так же в месте КЗ увеличивается ток, в результате увеличивается температура электрооборудования, что может привести к нарушению целостности изоляции токоведущих частей с дальнейшим развитием аварии и увеличением нанесённого ущерба как самой подстанции, так и потребителям электроэнергии.

Наиболее опасным для оборудования и сетей электроснабжения является трёхфазное короткое замыкание, которое обусловлено максимальными токами.

Так как высокая точность расчёта токов КЗ при выборе оборудования не требуется, то в данном проекте произведём расчёт в относительных единицах, что позволит значительно упростить вычисления.

Так же считают, что сопротивление замыкания равно нулю, то есть металлическое короткое замыкание.

Расчёт токов короткого замыкания будем производить на всех уровнях

напряжений подстанции, то есть на всех шинах. В сумме с новым РУ на 500 кВ получается пять расчётных точек КЗ:

- точка К1 на уровне напряжения 500 кВ;
- точка К2 на уровне напряжения 220 кВ;
- точка К3 на уровне напряжения 110 кВ;
- точка К4 на уровне напряжения 35 кВ;
- точка К5 на уровне напряжения 10 кВ.

Расчет токов короткого замыкания для выбора и проверки электрооборудования удобнее и проще вести с использованием относительных единиц с приближенным приведением, т.е. приведение параметров различных элементов к одной выбранной ступени напряжения по средним коэффициентам трансформации. Данный метод подробно изложен в [11].

Для такого вида расчёта необходимо принять величины, относительно которых будет вестись весь расчёт токов КЗ. Такие величины называют базисными и обычно за них принимают мощность и напряжение.

Для выбора числовых значений базисных величин нет ограничений, однако для удобства расчёта лучше принять $S_6 = 100 \text{ МВ} \cdot \text{А}$, а напряжение примем равным среднему значению напряжению места расчёта короткого замыкания.

На рисунках 1 и 2 изображены поясняющая схема и схема замещения ПС Сквородино соответственно.

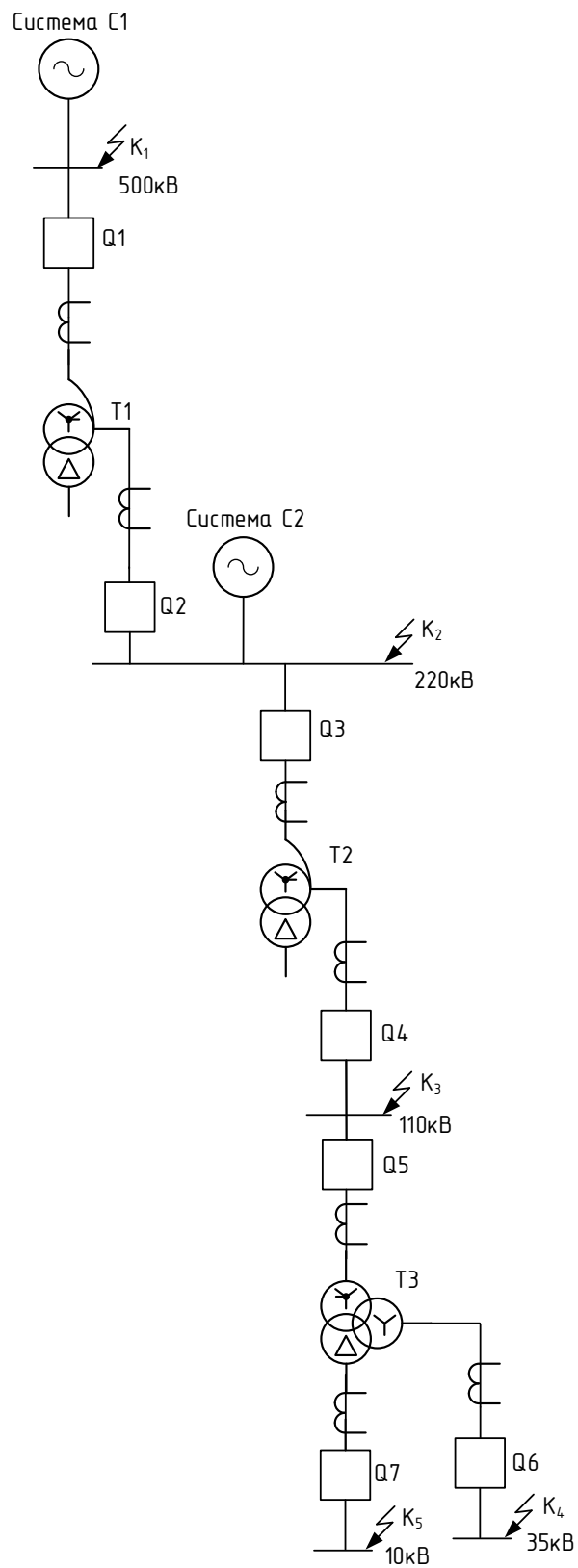


Рисунок 1 – Поясняющая схема с указанием расчетных точек к.з

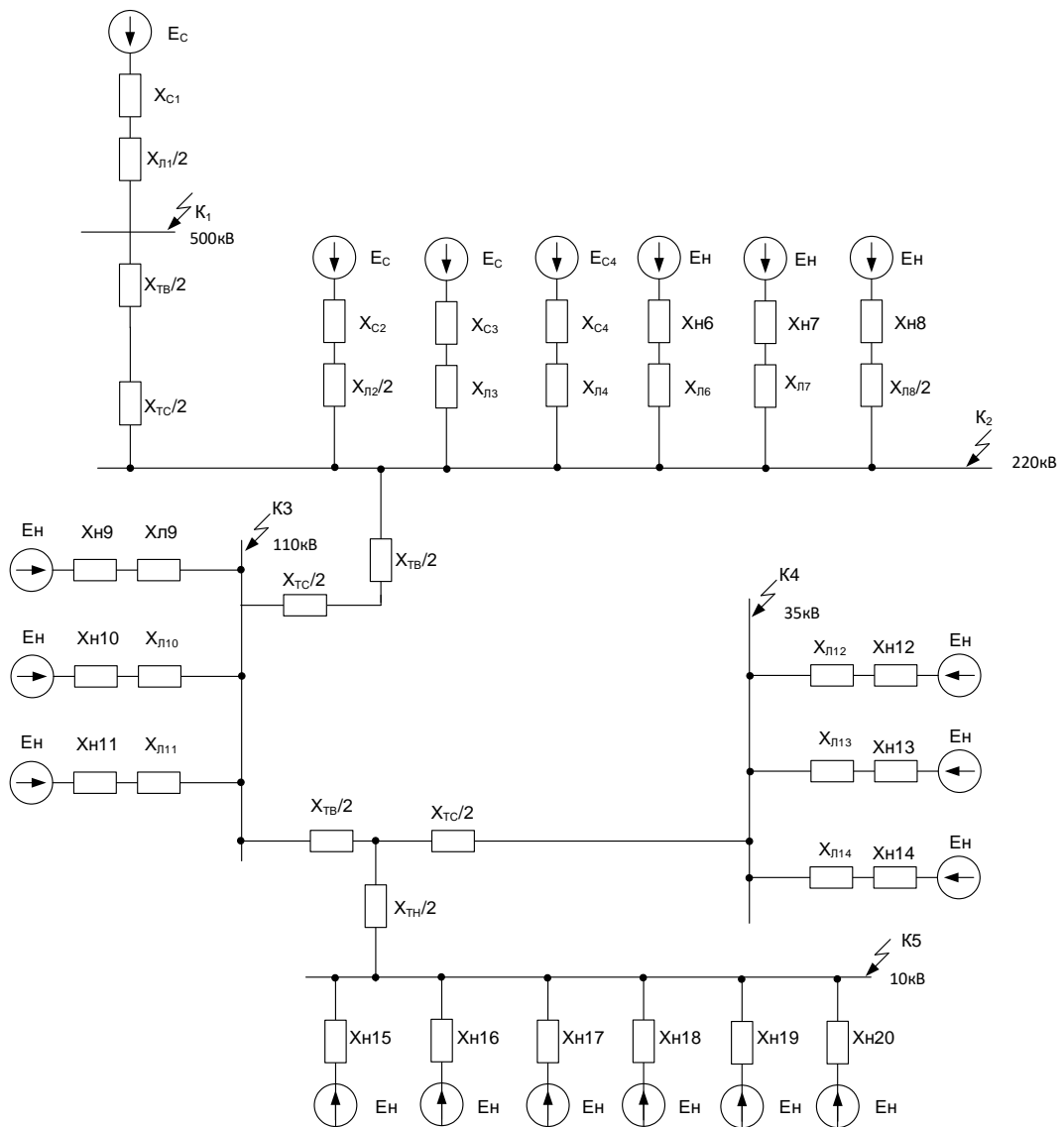


Рисунок 2 – Схема замещения прямой последовательности

4.1 Параметров схемы замещения прямой последовательности

Способ расчёта, а также базисную мощность уже выбрали, остаётся задать численные значения базисным напряжениям каждому из уровней напряжения подстанции:

$$U_{\delta 10} = 10,5 \text{ кВ},$$

$$U_{\delta 35} = 37 \text{ кВ},$$

$$U_{\delta 110} = 115 \text{ кВ},$$

$$U_{\delta 220} = 230 \text{ кВ},$$

$$U_{\delta 500} = 515 \text{ кВ}.$$

Значения ЭДС для системы и нагрузки примем в соответствии с рекомендациями:

– для системы $E_C = 1$;

– для нагрузки $E_H = 0,851$;

Для расчёта нагрузки на каждом из напряжений воспользуемся формулой:

$$X_H = 0,35 \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_H}, \quad (3)$$

где S_H – суммарная мощность нагрузки.

Сопротивление нагрузки на стороне 10 кВ равно:

$$X_{H10} = 0,35 \cdot \frac{100}{4,85} = 7,216 \text{ о.е.}$$

Сопротивление нагрузки на стороне 35 кВ равно:

$$X_{H35} = 0,35 \cdot \frac{100}{15,28} = 2,291 \text{ о.е.}$$

Сопротивление нагрузки на стороне 110 кВ равно:

$$X_{H110} = 0,35 \cdot \frac{100}{58,21} = 0,601 \text{ о.е.}$$

Сопротивление нагрузки на стороне 220 кВ равно:

$$X_{H220} = 0,35 \cdot \frac{100}{178} = 0,197 \text{ о.е.}$$

Сопротивление системы найдём по такому выражению:

$$X_C = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot I_{\Pi 0}^{(3)} \cdot U_{\text{ср. ном}}}, \quad (4)$$

где $I_{\Pi 0}^{(3)}$ – сумма всех подтекающих токов ветвей.

Найдём сопротивления системы для сторон 500 и 220 кВ

соответственно:

$$X_{C500} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 7,6 \cdot 500} = 0,015 \text{ о.е.};$$

$$X_{C220} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 220} = 0,025 \text{ о.е.}$$

Далее необходимо перевести сопротивления линий в относительные единицы. Для этого воспользуемся формулой:

$$X_{\text{вл}} = X_{\text{уд}} \cdot L \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\delta}^2}, \quad (5)$$

где $X_{\text{уд}}$ - индуктивное сопротивление 1 км длины, Ом/км;

L - длина линии, км;

U_{δ} - среднее напряжение в месте установки элемента (в данном случае - ЛЭП), кВ.

Сопротивление одной из линий равно:

$$X_{\text{вл}} = (0,31 \cdot 270 \cdot \frac{100}{515^2}) / 2 = 0,016 \text{ о.е.}$$

Для остальных линий произведём такой же перевод.

Сопротивления обмоток трансформаторов определяются по формуле:

$$X_m = \frac{U_k, \%}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{\text{т.ном}}}. \quad (6)$$

Найдём сопротивления трансформатора АОНДЦТН-167000/500/220:

$$X_{m500B} = \frac{12,25}{100} \cdot \frac{100}{167} = 0,073 \text{ о.е.};$$

$$X_{m500C} = 0;$$

$$X_{m500H} = \frac{22,75}{100} \cdot \frac{100}{167} = 0,136 \text{ о.е.}$$

Для остальных трансформаторов сопротивления находятся аналогично.

4.2 Эквивалентирование схемы прямой последовательности

Для расчёта тока короткого замыкания необходимо свернуть схему замещения относительно точки КЗ, что позволит найти эквивалентные сопротивления нагрузки и системы.

При сворачивании схемы используем методы эквивалентирования из теории линейных цепей.

Схема замещения для точки К1 будет отличаться от полной схемы замещения, так как при коротком замыкании со стороны высокого напряжения трёхобмоточного трансформатора с низкой и средней стороны не будет идти подпитка к точке КЗ. Это позволяет не учитывать часть схемы подстанции. В результате схема замещения для точки К1 будет иметь следующий вид:

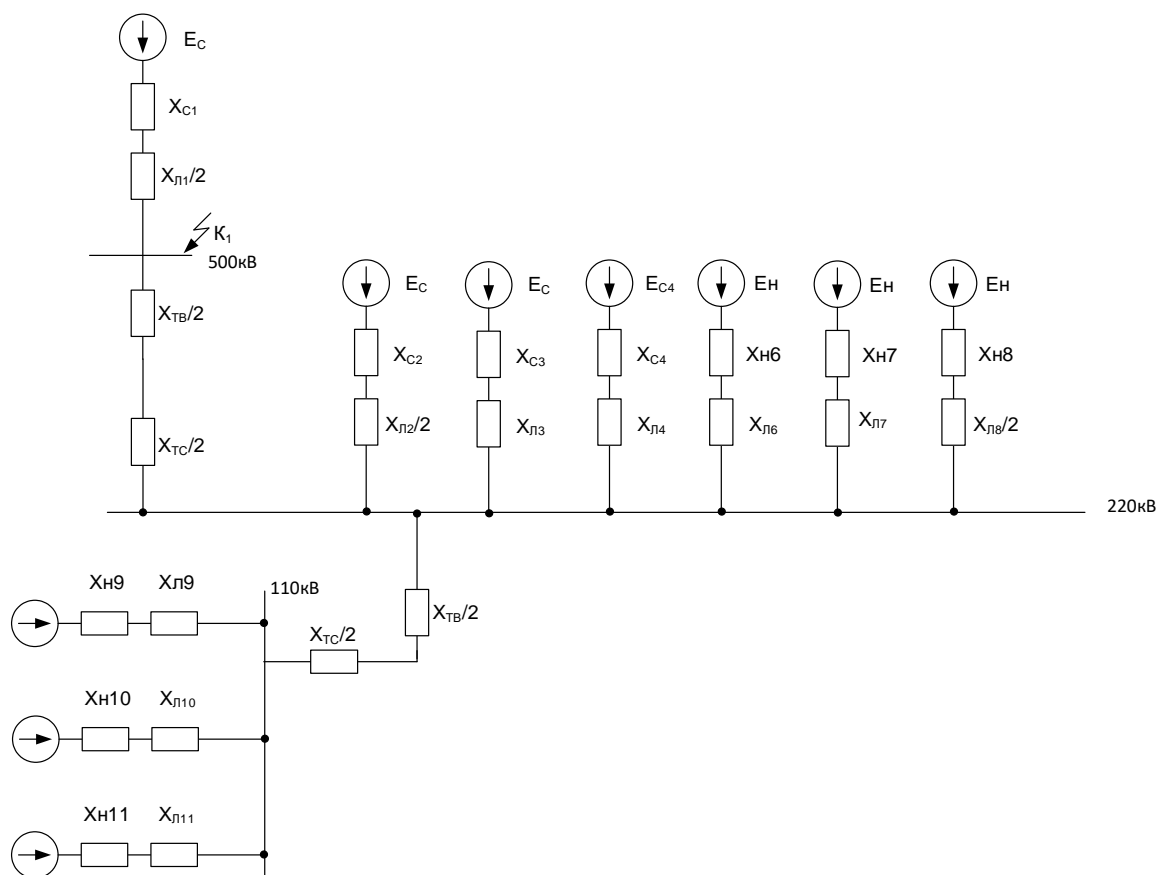


Рисунок 3 – Схема замещения прямой последовательности для К1

Для точек К2 и К3, напряжение на которых соответственно равно 220 кВ и 110 кВ, схемы замещения будут выглядеть таким же образом.

При первом преобразовании сложим последовательно сопротивления на

каждой из линий:

$$X_2 = X_{л1} + X_{с500}, \quad (7)$$

$$X_2 = 0,016 + 0,015 = 0,031 \text{ о.е.}$$

На остальных присоединениях произведём подобные действия, сложив сопротивления линий с соответствующими сопротивлениями нагрузки или системы, в результате чего схема примет вид, представленный на рисунке 4.

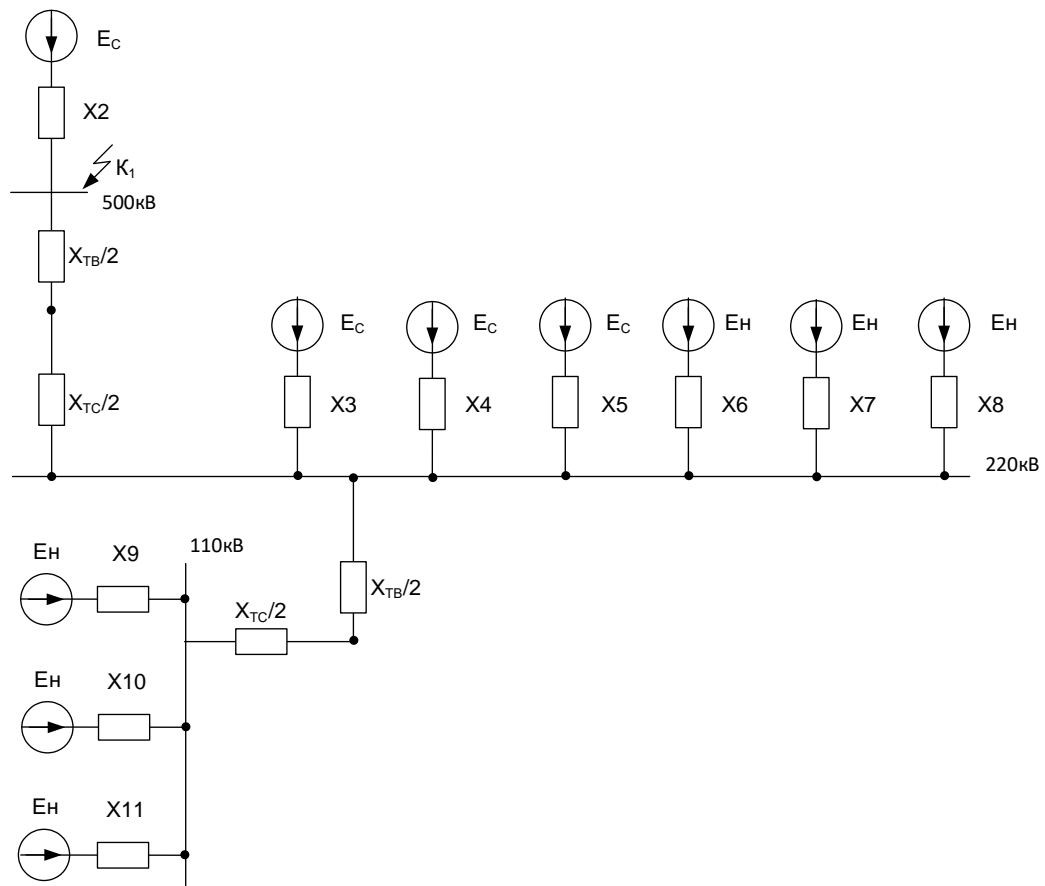


Рисунок 4 – Первое преобразование схемы замещения для точки К1

При втором преобразовании сложим параллельно сопротивления на каждой из шин:

$$X_{15} = \frac{1}{\frac{1}{X_3} + \frac{1}{X_4} + \frac{1}{X_5}}, \quad (8)$$

$$X_{15} = \frac{1}{\frac{1}{0,089} + \frac{1}{0,082} + \frac{1}{0,045}} \text{ о.е.}$$

На остальных шинах производим такие же действия, после чего схема будет иметь вид:

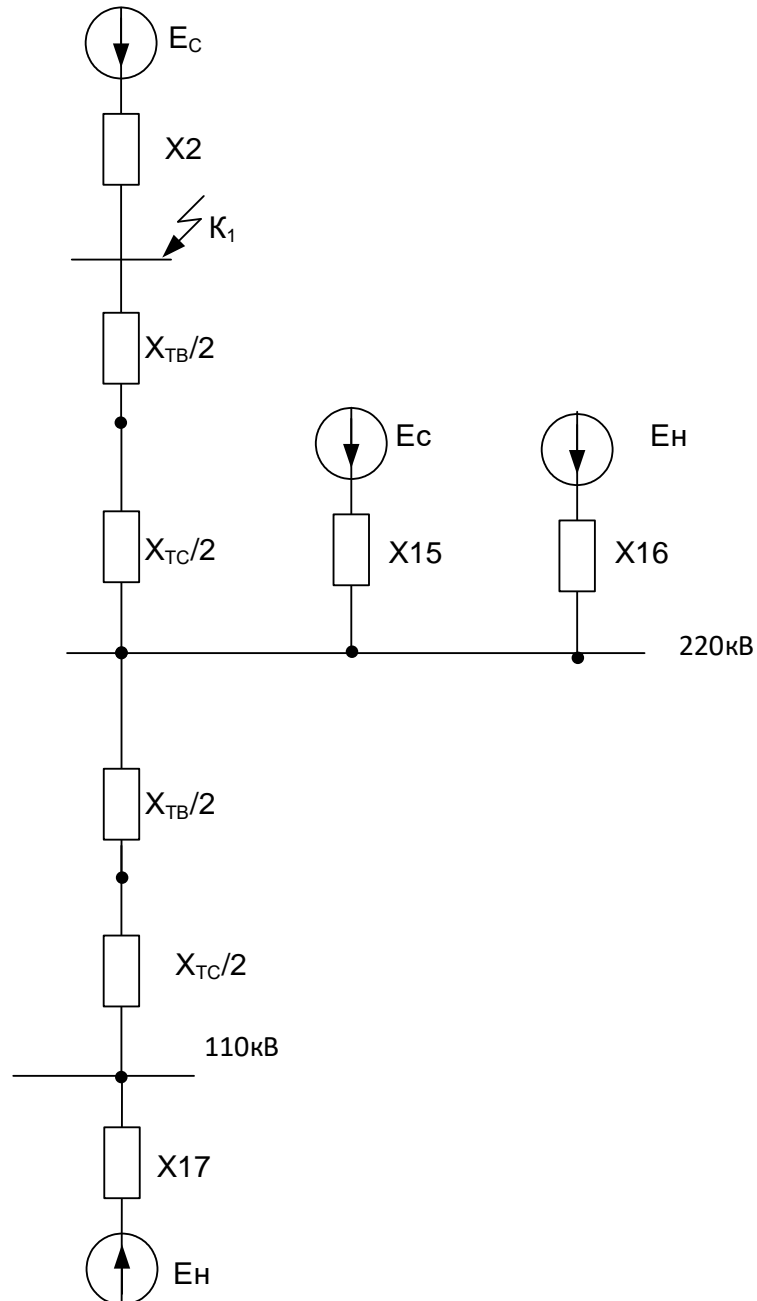


Рисунок 5 – Второе преобразование схемы замещения для точки K1

После сложим сопротивления обмоток трансформаторов:

$$X_{18} = X_{B500} + X_{C500}, \quad (9)$$

$$X_{18} = 0,073 + 0 = 0,073 \text{ о.е.}$$

Результат этого преобразования представлен на рисунке 6.

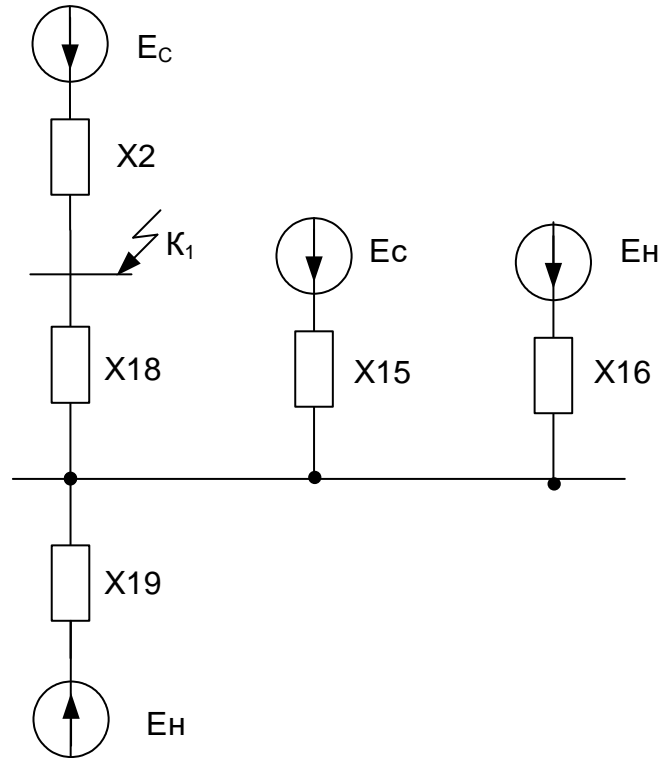


Рисунок 6 – Третье преобразование схемы замещения для точки К1

Повторим те же действия, что и при втором преобразовании:

$$X_{20} = \frac{1}{\frac{1}{X_{16}} + \frac{1}{X_{19}}}, \quad (10)$$

$$X_{20} = \frac{1}{\frac{1}{0,074} + \frac{1}{0,345}} = 0,061 \text{ о.е.}$$

В результате схема примет вид:

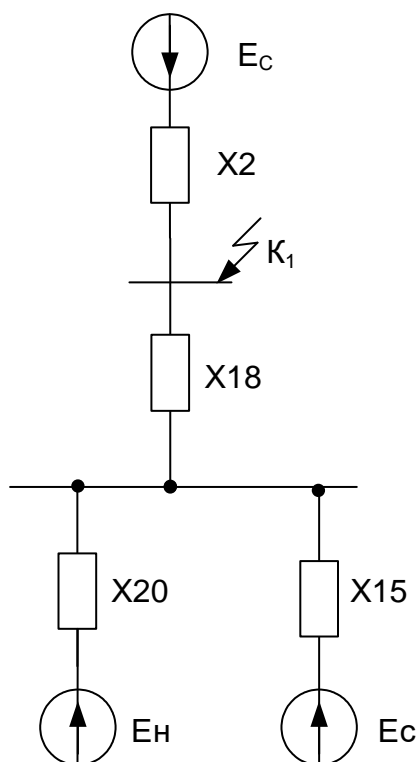


Рисунок 7 – Четвёртое преобразование схемы замещения для точки К1

Далее преобразуем n лучевую звезду в звезду с n-1 лучами.

$$X_{\text{экв1}} = \frac{1}{\frac{1}{X_{20}} + \frac{1}{X_{15}}}, \quad (11)$$

$$X_{\text{экв1}} = \frac{1}{\frac{1}{0,061} + \frac{1}{0,022}} = 0,016 \text{ о.е.}$$

$$X_{\text{ркз1}} = X_{\text{экв1}} + X_{18}, \quad (12)$$

$$X_{\text{ркз1}} = 0,016 + 0,066 = 0,082 \text{ о.е.}$$

$$C = \frac{X_{\text{экв1}}}{X}, \quad (13)$$

$$C_1 = \frac{0,016}{0,061} = 0,265 \text{ о.е.};$$

$$C_2 = \frac{0,016}{0,022} = 0,735 \text{ о.е.}$$

$$X = \frac{X_{pk31}}{C}, \quad (14)$$

$$X_{21} = \frac{0,082}{0,265} = 0,309 \text{ о.е.};$$

$$X_{22} = \frac{0,082}{0,735} = 0,112 \text{ о.е.}$$

Результат представлен на рисунке 8.

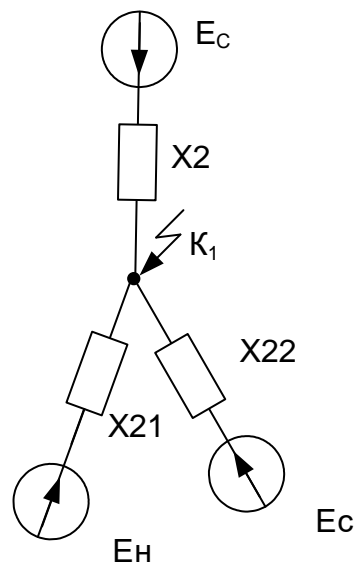


Рисунок 8 – Пятое преобразование схемы замещения для точки К1

Параллельно сложим сопротивления X_2 и X_{22} :

$$X_{24} = \frac{1}{\frac{1}{X_2} + \frac{1}{X_{22}}}, \quad (15)$$

$$X_{24} = \frac{1}{\frac{1}{0,031} + \frac{1}{0,112}} = 0,024 \text{ о.е.}$$

Эквивалентированная схема будет иметь вид:

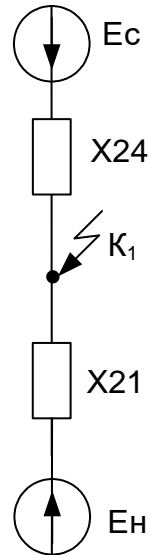


Рисунок 9 – Шестое преобразование схемы замещения для точки К1

Для остальных точек КЗ эквивалентирования производится подобным образом.

4.3 Действующее значение периодической составляющей тока трехфазного короткого замыкания

Чтобы получить значение тока короткого замыкания необходимо сложить все токи, подтекающие по ветвям к месту КЗ. Следовательно, в первую очередь необходимо найти токи в каждой ветви в отдельности.

$$I_{\bar{o}i} = \frac{S_{\bar{o}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{o}i}}, \quad (16)$$

где $I_{\bar{o}i}$ - базисный ток в точке КЗ;

$U_{\bar{o}i}$ - базисное напряжение в точке КЗ.

При сворачивании схемы замещения мы получили две ветви, для каждой из которых рассчитали эквивалентные сопротивления нагрузки и системы. В

результате мы нашли всё необходимое для расчёта токов в ветвях по следующей формуле:

$$I_{noi} = \frac{E_i \cdot I_{oi}}{X_i}, \quad (17)$$

где I_{noi} - периодическая составляющая тока трехфазного к.з.

Для точки К1:

$$I_{oi} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 500} = 0,112 \text{ кА};$$

$$I_{noc1} = \frac{1 \cdot 0,112}{0,024} = 4,625 \text{ кА};$$

$$I_{нон1} = \frac{0,85 \cdot 0,112}{0,309} = 0,308 \text{ кА}.$$

Тогда ток короткого замыкания для точки К1 будет равен:

$$I_{к1} = I_{noc1} + I_{нон1}, \quad (18)$$

$$I_{к1} = 4,625 + 0,308 = 4,933 \text{ кА}.$$

Для точки К2 произведём аналогичный расчёт:

$$I_{oi} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0,251 \text{ кА};$$

$$I_{noc2} = \frac{1 \cdot 0,251}{0,018} = 14,05 \text{ кА};$$

$$I_{нон2} = \frac{0,85 \cdot 0,251}{0,61} = 3,513 \text{ кА}.$$

$$I_{к2} = I_{noc2} + I_{нон2}, \quad (19)$$

$$I_{\kappa 2} = 14,05 + 3,513 = 17,563 \text{ кА.}$$

Для точки К3 повторим те же действия:

$$I_{\delta 3} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,502 \text{ кА;}$$

$$I_{\text{нос}3} = \frac{1 \cdot 0,502}{0,144} = 3,485 \text{ кА;}$$

$$I_{\text{нон}2} = \frac{0,85 \cdot 0,502}{0,173} = 2,472 \text{ кА.}$$

$$I_{\kappa 3} = I_{\text{нос}3} + I_{\text{нон}3}, \quad (20)$$

$$I_{\kappa 2} = 3,485 + 2,472 = 5,957 \text{ кА.}$$

В точке К4 значение будет равно:

$$I_{\delta 4} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 35} = 1,56 \text{ кА;}$$

$$I_{\text{нос}4} = \frac{1 \cdot 1,56}{0,541} = 2,884 \text{ кА;}$$

$$I_{\text{нон}4} = \frac{0,85 \cdot 1,56}{0,507} = 2,615 \text{ кА.}$$

$$I_{\kappa 4} = I_{\text{нос}4} + I_{\text{нон}4}, \quad (21)$$

$$I_{\kappa 4} = 2,884 + 2,615 = 5,499 \text{ кА.}$$

Для точки К5:

$$I_{\delta 5} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10} = 5,499 \text{ кА;}$$

$$I_{\text{нос}5} = \frac{1 \cdot 5,499}{0,787} = 6,984 \text{ кА;}$$

$$I_{\text{нон}5} = \frac{0,85 \cdot 5,499}{0,943} = 4,955 \text{ кА.}$$

$$I_{к5} = I_{noc5} + I_{non5}, \quad (22)$$

$$I_{к5} = 6,984 + 4,955 = 11,939 \text{ кА.}$$

4.4 Ударный ток КЗ в начальный момент трехфазного КЗ

Найдём значение ударного тока короткого замыкания, обусловленного максимальным значением тока КЗ, по ниже представленной формуле:

$$i_{y\partial i} = \sqrt{2} \cdot I_{noi}^{(3)} \cdot K_{y\partial}, \quad (23)$$

где $K_{y\partial}$ - ударный коэффициент, определяемый по таблицам.

Найдём ударный ток для точки К1:

$$i_{y\partial 1} = \sqrt{2} \cdot 4,933 \cdot 1,85 = 12,906 \text{ кА.}$$

Для остальных точек ударный ток находится аналогично.

4.5 Расчет апериодической составляющей тока КЗ в начальный момент времени.

Значение апериодического тока, обусловленного разностью токов в начальный момент КЗ и момент, предшествующий этому режиму, вычислим по формуле:

$$i_{ак1} = \sqrt{2} \cdot I_{n0к1}^{(3)} \cdot e^{-\frac{0,01}{T_a}}. \quad (24)$$

Для точки К1:

$$i_{ак1} = \sqrt{2} \cdot 4,933 \cdot e^{-\frac{0,01}{0,06}} = 5,905 \text{ кА.}$$

Для остальных точек найдём таким же образом.

Приведем таблицу расчетных значений токов КЗ и их составляющих для пяти расчетных точек.

Таблица 1 – Значение токов КЗ

Точка короткого Замыкания	$I_{по}$, кА	T_a , с	$i_{уд}$, кА	i_a , кА
К1	4,933	0,06	12,906	5,905
К2	17,563	0,03	42,646	17,797
К3	5,957	0,02	13,547	5,11
К4	5,499	0,02	12,505	4,717
К5	11,939	0,02	25,326	10,241

5 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ

В связи с тем, что замена оборудования на всей подстанции не требуется и будет экономически не выгодна. Выбираться новое оборудование будет только для РУ 500 кВ.

Несмотря на то, что основное оборудование РУ 500 кВ входит в состав КРУЭ, которое выбрано для реализации данной схемы присоединения линий, часть оборудования необходимо выбрать дополнительно. К такому оборудованию относятся:

- ОПН;
- высокочастотные заградители;
- опорные изоляторы;
- гибкий токопровод;
- трансформаторы собственных нужд.

Для расширения РУ 220 кВ на одну ячейку будем использовать такое же оборудование, как уже установленное. Для остальных уровней напряжений подстанции будет произведена проверка имеющегося оборудования на его соответствие увеличенным, в следствии подключения двух линий 500 кВ Зейская ГЭС – ПС Сковородино, токам КЗ.

При выборе оборудования руководствуемся тем, что оборудование должно соответствовать всем требованиям и условиям работы в месте их установки. Новые условия работы оборудования обуславливаются повышением уровня тока трёхфазного короткого замыкания на подстанции, ввиду присоединения двух новых высоковольтных питающих линий. Из этого следует, что при коротком замыкании на подстанции появится новый источник подпитки тока КЗ, что в свою очередь приведёт к неизбежному его увеличению.

Всё вышесказанное может привести к тому, что оборудование, установленное на подстанции, не выдержит таких условий работы. Например,

отключающей способности выключателей не хватит для отключения тока КЗ. Что приведёт как к аварии на самой подстанции, так и к дальнейшему развитию первоначальной причины КЗ. Кроме выключателей остальное оборудование так же может не выдержать, что приведёт к печальным последствиям.

При сравнении расчётных значений сети с характеристиками оборудования используем каталожные данные для каждого из аппаратов.

5.1 Выбор КРУЭ

На напряжение 500 кВ выбираем комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией КРУЭ ELK-3.

Преимущества РУ с элегазовой изоляцией заключается в уменьшение занимаемой площади. Относительно ОРУ того же напряжения КРУЭ по площади занимает около 10%. КРУЭ значительно надёжнее открытых РУ, хорошо защищено от внешнего воздействия металлическим корпусом. Благодаря изоляции токоведущих частей с помощью металлического корпуса, наполненного элегазом, эксплуатация и обслуживание КРУЭ становятся относительно безопасными. Газ, которым наполнено всё оборудование, является негорючим и нетоксичным для человека. КРУЭ устанавливается в здании, что защищает его от погодных воздействий. Данное РУ поставляется заводом – изготовителем на подстанцию комплектами ячеек, что существенно упрощает установку и сборку. КРУЭ ELK-3 компании АББ обладает высокой производительностью, высокими номинальными параметрами, такими как номинальный ток и ток короткого замыкания, так же имеет интеллектуальные системы управления и мониторинга.

При проектировании здания КРУЭ необходимо учитывать размеры ячеек, их количество, определяемое количеством линий и схемой РУ. Так же должно учитываться место под сборку и разгрузку КРУЭ и место под расширение КРУЭ в обе стороны на 2 ячейки.

Таблица 2 – Основные технические параметры шкафов КРУЭ ELK-3

Наименование параметра	Значение параметра
Номинальное напряжение, кВ	500
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	550
Номинальный ток сборных шин, А	4000
Номинальный ток отключения выключателя, кА	63; 80
Номинальный ток электродинамической стойкости главных цепей, кА	170;216

5.2 Выбор и проверка выключателей

Выключатели, устанавливаемые на подстанции предназначены для операций со схемами, такими как: отключения оборудования от сети, снятия напряжения с линии или части подстанции, переключения нагрузки на другую систему шин, аварийного отключения, секционирования шин и других действий.

Например, РУ 500 кВ выполнено по схеме «два выключателя на линию». В такой схеме на каждой линии устанавливается по два выключателя, что позволяет переключать линию с одной системы шин на другую.

Каждый выключатель имеет такую характеристику, как отключающая способность. Эта характеристика обуславливает возможность отключения части сети или подстанции при возникновении короткого замыкания. Из этого следует, что при возникновении аварии выключатель позволяет остановить её дальнейшее развитие и обеспечить сохранность оборудования.

При отключении выключателя на его контактах образуется дуга. Для гашения этой дуги предусмотрены различные методы конструкции выключателей.

Существуют такие виды выключателей, как:

- воздушные;

- масляные;
- элегазовые;
- вакуумные.

Эти выключатели отличаются способами гашения дуги, возникающей при выключении.

Например, воздушные выключатели используют для гашения дуги поток воздуха, который «сдувает дугу». Масляные выключатели используют в этих целях свойство масла при прохождении через него дуги разлагаться с выделением газа. В элегазовых выключателях используются диэлектрические свойства элегаза и давление, под которым он находится в самом выключателе. Вакуумные выключатели используют диэлектрические свойства вакуума.

Условия проверки и выбора следующие:

- по напряжению

$$U_{\text{раб}} \leq U_{\text{ном}}$$

- по длительному току

$$I_{\text{раб max}} \leq I_{\text{ном}},$$

где $I_{\text{раб max}}$ - максимальный рабочий ток;

$I_{\text{ном}}$ - номинальный ток выключателя.

$$I_{\text{раб max 500}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (25)$$

$$I_{\text{раб max 500}} = \frac{167000}{\sqrt{3} \cdot 500} = 192,835 \text{ А.}$$

- по электродинамической стойкости при токах короткого замыкания

$$I_{\text{н0}} \leq I_{\text{дин}}; i_{\text{уд}} \leq I_{\text{тдин}},$$

где $i_{\text{уд}}$ - ударный ток короткого замыкания;

$I_{\text{н0}}$ - действующее значение периодической составляющей начального

тока короткого замыкания;

$I_{дин}$ - действующее значение периодической составляющей тока электродинамической стойкости выключателя;

$I_{\tau дин}$ - амплитудное значение полного тока электродинамической стойкости выключателя.

После этого выключатель выбирается по отключающей способности:

$$I_{нт} \leq I_{откл.ном},$$

где $I_{нт}$ - периодическая составляющая тока короткого замыкания в момент расхождения контактов выключателя;

$I_{откл.ном}$ - номинальный ток отключения выключателя.

Расчетное время отключения выключателя τ определяется по формуле:

$$\tau = t_{р.з.мин} + t_{с.в.откл}, \quad (26)$$

где $t_{р.з.мин}$ - время срабатывания защиты, зависит от степени селективности;

$t_{с.в.откл}$ - собственное время отключения выключателя, определяемое по паспорту и оцениваемое 0,07...0,15с.

По термической стойкости проверка осуществляется по расчетному импульсу квадратичного тока короткого замыкания и данным из каталога:

$$B_k \leq I_{\tau}^2 \cdot t_{\tau}, \quad (27)$$

где B_k - расчетный импульс квадратичного тока короткого замыкания;

I_{τ} - ток термической стойкости выключателя;

t_{τ} - длительность протекания тока термической стойкости.

$$B_k = I_{н0}^2 \cdot (\tau + T_a). \quad (28)$$

Значения постоянной времени короткого замыкания и ударных коэффициентов для различных мест короткого замыкания приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Значения постоянной времени цепи короткого замыкания и ударных коэффициентов для различных мест короткого замыкания

Место короткого замыкания	T_a, c	$K_{уд}$
Сборные шины ,где рассматривается к.з., напряжением 500-750 кВ.	0,06	1,85
Сборные шины ,где рассматривается к.з., напряжением 220-330 кВ.	0,03	1,717
Сборные шины ,где рассматривается к.з., напряжением 110-150 кВ.	0,02	1,608
Сборные шины ,где рассматривается к.з., напряжением 35 кВ.	0,02	1,608
Сборные шины ,где рассматривается к.з., напряжением 10 кВ.	0,01	1,37

Проверяем выключатель, установленный в КРУЭ 500 кВ.

Таблица 4 – Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя ELK - 3

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном}=500$ кВ	$U_{раб}=500$ кВ	$U_{ном} \geq U_{раб}$
$I_{ном}=4000$ А	$I_{раб\ max}=192,835$ А	$I_{ном} \geq I_{раб\ max}$
$I_{дин}=63$ кА	$I_{п0}=4,899$ кА	$I_{дин} \geq I_{п0}$
$I_{тдин}=170$ кА	$i_{уд}=12,817$ кА	$I_{тдин} \geq i_{уд}$
$I_{откл.ном}=63$ кА	$I_{пт}=4,899$ кА	$I_{откл.ном} \geq I_{пт}$
$I_{\tau}^2 \cdot \tau_{\tau}=4800$ кА ² ·с	$B_k=45,836$ кА ² ·с	$I_{\tau}^2 \cdot \tau_{\tau} \geq B_k$

Аналогичный расчет проводим для проверки выключателя на остальных уровнях напряжений.

На напряжение 220 кВ установлен элегазовый колонковый выключатель GL-314.

Таблица 5 – Сравнение каталожных и расчетных данных для GL-314.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}}=220\text{кВ}$	$U_{\text{раб}}=220\text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{раб}}$
$I_{\text{ном}}=4000\text{ А}$	$I_{\text{раб max}}=438,261\text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб max}}$
$I_{\text{дин}}=135\text{ кА}$	$I_{\text{п0}}=15,998\text{ кА}$	$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{п0}}$
$I_{\text{тдин}}=139,3\text{ кА}$	$i_{\text{уд}}=38,846\text{ кА}$	$I_{\text{тдин}} \geq i_{\text{уд}}$
$I_{\text{откл.ном}}=40\text{ кА}$	$I_{\text{пт}}=15,998\text{ кА}$	$I_{\text{откл.ном}} \geq I_{\text{пт}}$
$I_{\tau}^2 \cdot \tau_{\tau}=4800\text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}}=447,116\text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\tau}^2 \cdot \tau_{\tau} \geq B_{\text{к}}$

Как видно из сравнения данных, выключатель может быть оставлен.

На ОРУ 110 кВ установлен масляный выключатель МКП-110.

Таблица 6 – Сравнение каталожных и расчетных данных для МКП-110.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}}=126\text{кВ}$	$U_{\text{раб}}=110\text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{раб}}$
$I_{\text{ном}}=1000\text{ кА}$	$I_{\text{раб max}}=330\text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб max}}$
$I_{\text{дин}}=184\text{ кА}$	$I_{\text{п0}}=5,894\text{кА}$	$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{п0}}$
$I_{\text{тдин}}=50\text{ кА}$	$i_{\text{уд}}=13,403\text{ кА}$	$I_{\text{тдин}} \geq i_{\text{уд}}$
$I_{\text{откл.ном}}=184\text{ кА}$	$I_{\text{пт}}=5,894\text{ кА}$	$I_{\text{откл.ном}} \geq I_{\text{пт}}$
$I_{\tau}^2 \cdot \tau_{\tau}=4800\text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}}=56,557\text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\tau}^2 \cdot \tau_{\tau} \geq B_{\text{к}}$

Как видно из сравнения данных, выключатель может быть оставлен.

Проверяем выключатель на ОРУ 35 кВ С-35М-630-10.

Таблица 7 – Сравнение каталожных и расчетных данных для С-35М-630-10.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}}=35\text{кВ}$	$U_{\text{раб}}=35\text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{раб}}$
$I_{\text{ном}}=630\text{А}$	$I_{\text{раб max}}=412\text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб max}}$
$I_{\text{дин}}=10\text{ кА}$	$I_{\text{п0}}=5,476\text{кА}$	$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{п0}}$

$I_{\text{дин}}=64 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}}=25,227 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$
$I_{\text{откл.ном}}=10 \text{ кА}$	$I_{\text{пт}}=5,476 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.ном}} \geq I_{\text{пт}}$
$I_{\tau}^2 \cdot \tau_{\tau}=1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$V_{\text{к}}=49,718 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\tau}^2 \cdot \tau_{\tau} \geq V_{\text{к}}$

Как видно из сравнения данных, выключатель может быть оставлен.

Для КРУ 10 кВ проверяем выключатель ВВУ-СЭЩ-П-10-20/1600.

Таблица 8 - Сравнение каталожных и расчетных данных для ВВУ-СЭЩ-10-20/1600.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{раб}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{раб}}$
$I_{\text{ном}}=1600 \text{ А}$	$I_{\text{раб max}}=1443 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб max}}$
$I_{\text{дин}}=20 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}}=11,892 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{п0}}$
$I_{\text{дин}}=52 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}}=25,227 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$
$I_{\text{откл.ном}}=20 \text{ кА}$	$I_{\text{пт}}=11,892 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.ном}} \geq I_{\text{пт}}$
$I_{\tau}^2 \cdot \tau_{\tau}=1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$V_{\text{к}}=195,162 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\tau}^2 \cdot \tau_{\tau} \geq V_{\text{к}}$

Как видно из сравнения данных, выключатель может быть оставлен.

5.3 Выбор разъединителей

В отличие от выключателей разъединители не предназначены для коммутаций цепей, находящихся под напряжением. Для начала с помощью выключателей снимается напряжение, после чего возможны дальнейшие операции с разъединителями. Такими операциями могут быть как создание видимого разрыва цепи, для обеспечения безопасности, так и перевод какой-либо линии на другую шину, путём отключения и включения определённых разъединителей. Разъединители устанавливаются перед всем оборудованием, а также по обе стороны от выключателя. Это позволяет отключить нужное оборудование от сети и производить с ним дальнейшие операции.

Все разъединители имеют в своей конструкции заземляющие ножи, которые включаются при разведении разъединителя и обеспечивают

заземление, тем самым обуславливая снятие остаточного напряжения и безопасность при работе.

Выбор и проверка разъединителей осуществляется таким же способом, как и выбор выключателей с отличием в том, что разъединители не проверяются на отключающую способность. Так же для разъединителей производится проверка по термической стойкости для главных и заземляющих ножей.

На стороне напряжения 500 кВ. выберем разъединители марки РГ-500.

Таблица 9 – Технические характеристики разъединителя РГ-500.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 500$ кВ	$U_P = 500$ кВ	$U_P \leq U_H$
$I_H = 2000$ А	$I_P = 192$ А	$I_P \leq I_H$
$I_{дин} = 100$ кА	$i_{уд} = 12,906$ кА	$I_{уд} \leq I_{дин}$
Главные ножи		
$I^2_T \cdot t_T = 4800$ кА ² ·с	$V_K = 46$ кА ² ·с	$V_K \leq I^2_T \cdot t_T$
Заземляющие ножи		
$I^2_T \cdot t_T = 1600$ кА ² ·с	$V_K = 46$ кА ² ·с	$V_K \leq I^2_T \cdot t_T$

На стороне напряжения 220 кВ. проверяем разъединители марки РНД3.2–220/1000 УХЛ1.

Таблица 10 – Технические характеристики разъединителя РНД3.2–220/1000 УХЛ1.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 220$ кВ	$U_P = 220$ кВ	$U_P \leq U_H$
$I_H = 1000$ А	$I_P = 165$ А	$I_P \leq I_H$
$I_{дин} = 100$ кА	$i_{уд} = 42,646$ кА	$I_{уд} \leq I_{дин}$
Главные ножи		
$I^2_T \cdot t_T = 4800$ кА ² ·с	$V_K = 538$ кА ² ·с	$V_K \leq I^2_T \cdot t_T$
Заземляющие ножи		
$I^2_T \cdot t_T = 1600$ кА ² ·с	$V_K = 538$ кА ² ·с	$V_K \leq I^2_T \cdot t_T$

На стороне напряжения 110 кВ. проверим разъединители марки РНД3.2 – 110/1000У1.

Таблица 11 – Технические характеристики разъединителя РНДЗ.2 – 110/1000У1.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110$ кВ	$U_P = 110$ кВ	$U_P \leq U_H$
$I_H = 1000$ А	$I_P = 330$ А	$I_P \leq I_H$
$I_{\text{дин}} = 80$ кА	$i_{\text{уд}} = 13,5$ кА	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
Главные ножи		
$I^2_T \cdot t_T = 2976$ кА ² ·с	$V_K = 57$ кА ² ·с	$V_K \leq I^2_T \cdot t_T$
Заземляющие ножи		
$I^2_T \cdot t_T = 992$ кА ² ·с	$V_K = 57$ кА ² ·с	$V_K \leq I^2_T \cdot t_T$

На стороне напряжения 35 кВ. проверим разъединители марки РНДЗ-2-35/1000У1.

Таблица 12 – Технические характеристики разъединителя РНДЗ-2-35/1000У1.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 35$ кВ	$U_P = 35$ кВ	$U_P \leq U_H$
$I_H = 1000$ А	$I_P = 412$ А	$I_P \leq I_H$
$I_{\text{дин}} = 50$ кА	$i_{\text{уд}} = 12,5$ кА	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
Главные ножи		
$I^2_T \cdot t_T = 1200$ кА ² ·с	$V_K = 49$ кА ² ·с	$V_K \leq I^2_T \cdot t_T$
Заземляющие ножи		
$I^2_T \cdot t_T = 400$ кА ² ·с	$V_K = 49$ кА ² ·с	$V_K \leq I^2_T \cdot t_T$

На стороне напряжения 10 кВ. проверим разъединители марки РЛК-10(УХЛ1).

Таблица 13 – Технические характеристики разъединителя РЛК-10(УХЛ1).

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10$ кВ	$U_P = 10$ кВ	$U_P \leq U_H$
$I_H = 1000$ А	$I_P = 923$ А	$I_P \leq I_H$
$I_{\text{дин}} = 50$ кА	$i_{\text{уд}} = 25,3$ кА	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
Главные ножи		
$I^2_T \cdot t_T = 1200$ кА ² ·с	$V_K = 196$ кА ² ·с	$V_K \leq I^2_T \cdot t_T$
Заземляющие ножи		
$I^2_T \cdot t_T = 400$ кА ² ·с	$V_K = 196$ кА ² ·с	$V_K \leq I^2_T \cdot t_T$

5.4 Выбор трансформаторов тока

Трансформаторы тока предназначены для измерения и вывода на

приборы данных о переменном токе в месте их подключения. Подключение первичной обмотки трансформаторов тока производят последовательно главной цепи. Ко вторичной обмотке трансформатора тока подсоединяются измерительные приборы.

В зависимости от места установки, количество приборов может меняться, обычно на входящих линиях устанавливается большее количество счётчиков, чем на исходящих. Это обусловлено тем, что на входящих линиях необходимо следить за мощностью. Для этих целей на входящих линиях устанавливают такие счётчики, как счётчик активной мощности и счётчик реактивной мощности.

В зависимости от того, какие показания необходимо получать, трансформаторы тока устанавливаются в две или три фазы.

Так, например, для отслеживания значения активной и реактивной мощности на входящих линиях необходима установка трансформаторов тока в каждой из фаз.

В РУ трансформаторы тока устанавливаются около каждого выключателя, не зависимо от того, является этот выключатель линейным или шинным.

Сначала трансформаторы тока выбираются по напряжению и рабочему току, после чего они, как и остальное оборудование, проверяются на соответствие токам короткого замыкания. Так же трансформаторы тока проверяются по загруженности вторичной обмотки, что необходимо для соответствия погрешности показаний данному классу точности прибора. В зависимости от назначения снимаемых показаний трансформаторы бывают разного класса точности.

Номинальный ток трансформатора тока должен быть как можно точнее приближен к максимальному рабочему току места установки. Это осуществляется для избегания увеличения погрешности измерений.

Выбор производят по:

- номинальному напряжению места установки,

$$U_{уст} \leq U_{ном};$$

- номинальному току первичной обмотки,

$$I_{расч} \leq I_{ном}.$$

Номинальный ток должен быть наиболее приближённым к рабочему току места установки для предотвращения увеличения погрешности.

$$I_{раб\max 500} = \frac{167000}{\sqrt{3} \cdot 500} = 192,8 \text{ А.}$$

- по конструкции и классу точности, определяемому погрешность;

- по электродинамической стойкости,

$$i_{уд} \leq I_{\tau\text{дин}};$$

- по термической стойкости,

$$B_k \leq I_{\tau}^2 \cdot t_{\tau};$$

- по нагрузке на вторичной обмотке трансформатора, так же обуславливает погрешность,

$$Z_n \leq Z_{доп};$$

Так же трансформаторы тока проверяются на загруженность вторичной обмотки. Так как от этого зависит класс точности, то нагрузка подключённых приборов не должна быть выше заданной заводом изготовителем:

$$Z_n \leq Z_{доп}.$$

Индуктивное сопротивление таких цепей мало, поэтому принимают $Z_2=R_2$. Вторичная нагрузка R_2 состоит из сопротивления приборов $R_{приб}$, соединительных проводов $R_{пр}$ и переходного сопротивления контактов R_k :

$$R_2 = R_{приб} + R_{пр} + R_k. \quad (29)$$

Для наглядности составим таблицу, в которую сведём приборы, устанавливаемые на данном классе напряжения, а также потребляемую ими мощность.

На стороне 500 кВ предусматриваем трансформаторы тока для установки на линиях нагрузки и системы.

Измерительные приборы и приборы учёта, установленные на стороне 500 кВ приведены в таблице 14.

Таблица 14 – Измерительные приборы и приборы учета

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, В·А, в фазах.		
		А	В	С
Ваттметр	Д-335	0.5	0.5	0.5
Амперметр	Д 335	0.5	0.5	0.5
Варметр	Д 335	0.5	0.5	0.5
Счетчик актив. энергии	СА3 И670	2.5	-	2.5
Счетчик реактив. энергии	СР4 И689	2.5	-	2.5
Итого		6.5	1.5	6.5

Наиболее загруженные трансформаторы тока фаз А и С. Проверяем трансформатор тока на КРУЭ 500 Кв .

Таблица 15 - Каталожные и расчетные данные ТТ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 500 \text{ кВ}$	$U_H = 500 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 1200 \text{ А}$	$I_P = 193 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$Z_H = 12 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,48 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_H$
$i_{Эл.д} = 160 \text{ кА}$	$i_{уд} = 12,598 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{Эл.д}$

Проверим трансформатор тока на стороне 220 кВ.

Таблица 16 – Измерительные приборы и приборы учета

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах.		
		А	В	С
Ваттметр	Д-335	0.5	0.5	0.5
Амперметр	Д 335	0.5	0.5	0.5
Варметр	Д 335	0.5	0.5	0.5
Счетчик актив. энергии	СА3 И670	2.5	-	2.5
Счетчик реактив. энергии	СР4 И689	2.5	-	2.5
Итого		6.5	1.5	6.5

Проверяем трансформатор тока ТФЗМ-220Б-ШУ1.

Таблица 17 - Каталожные и расчетные данные ТТ: ТФЗМ-220Б-ШУ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 220$ кВ	$U_H = 220$ кВ	$U_P \leq U_H$
$I_H = 2000$ А	$I_P = 438$ А	$I_P \leq I_H$
$Z_H = 50$ Ом	$Z_2 = 4,74$ Ом	$Z_2 \leq Z_H$
$i_{ЭЛ.Д} = 125$ кА	$i_{уд} = 38,846$ кА	$I_{уд} \leq I_{ЭЛ.Д}$

Проверим трансформатор тока на стороне 110 Кв, нагрузка на которые приведена в таблице 18.

Таблица 18 – Измерительные приборы и приборы учета

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, В·А, в фазах.		
		А	В	С
Амперметр	Д 335	0.5	0.5	0.5
Счетчик актив. энергии	СА3 И670	2.5	-	2.5

Счетчик реактив. энергии	СР4 И689	2.5	-	2.5
Итого		5.5	1.5	5.5

Сравним каталожные данные ТТ ТГФМ-110 с расчётными данными.
Таблица 19 - Каталожные и расчетные данные ТТ: ТГФМ-110

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110$ кВ	$U_H = 110$ кВ	$U_P \leq U_H$
$I_H = 1000$ А	$I_P = 330$ А	$I_P \leq I_H$
$Z_H = 10$ Ом	$Z_2 = 4,74$ Ом	$Z_2 \leq Z_H$
$i_{ЭЛ.Д} = 102$ кА	$i_{уд} = 13$ кА	$I_{уд} \leq I_{ЭЛ.Д}$

Проверим трансформатор тока на стороне 35 Кв, для этого посчитаем нагрузку на ТТ в таблице 20.

Таблица 20 – Измерительные приборы и приборы учета

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах.		
		А	В	С
Амперметр	Д 335	0.5	0.5	0.5
Счетчик актив. энергии	СА3 И670	2.5	-	2.5
Счетчик реактив. энергии	СР4 И689	2.5	-	2.5
Итого		5.5	1.5	5.5

Сравним каталожные данные с расчётными в таблице 21.
Таблица 21 - Каталожные и расчетные данные ТТ: ТГМ-35 УХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 36$ кВ	$U_H = 36$ кВ	$U_P \leq U_H$
$I_H = 500$ А	$I_P = 412$ А	$I_P \leq I_H$
$Z_H = 0,7$ Ом	$Z_2 = 0,598$ Ом	$Z_2 \leq Z_H$

$i_{ЭЛ.Д} = 100 \text{ кА}$	$i_{уд} = 12,453 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{ЭЛ.Д}$
-----------------------------	------------------------------	------------------------

На стороне НН проверяем трансформатор тока согласно комплектации КРУ. Выберем трансформатор тока ТОЛ-СЭЦ-10.

Нагрузка ТТ приведена в таблице 22.

Таблица 22 – Измерительные приборы и приборы учета

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах.		
		А	В	С
Амперметр	Д 335	0.5	0.5	0.5
Счетчик актив. энергии	СА3 И670	2.5	-	2.5
Счетчик реактив. энергии	СР4 И689	2.5	-	2.5
Итого		5.5	1.5	5.5

Сравним расчётные и каталожные данные.

Таблица 23 - Каталожные и расчетные данные ТТ: ТОЛ-СЭЦ-10

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 1500 \text{ А}$	$I_P = 1443 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$Z_H = 0,35 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,286 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_H$
$i_{ЭЛ.Д} = 100 \text{ кА}$	$i_{уд} = 25,227 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{ЭЛ.Д}$

5.5 Выбор трансформаторов напряжения

Как и трансформаторы тока, трансформаторы напряжения применяются для запитывания приборов учёта. В отличие от трансформаторов тока они устанавливаются не около каждого выключателя, а на каждой системе шин РУ, включая обходные системы шин.

Также трансформаторы напряжения предназначены для улавливания

токов нулевой последовательности, что осуществляется с помощью обмотки низкого напряжения, которая выполняется в виде не замкнутого треугольника. Улавливание токов нулевой последовательности необходимо для релейной защиты.

При установке трансформаторов напряжения на шинах подстанции необходимо между трансформатором и шиной устанавливать разъединитель, а также ставить ОПН для защиты трансформатора от перенапряжений.

Трансформаторы напряжения выбираются:

- по напряжению в месте установки установки,

$$U_{уст} \leq U_{ном};$$

- по конструкции и схеме соединения обмоток;

- по классу точности, от которого зависит величина погрешности;

- по вторичной нагрузке, которая должна быть максимально приближенной к номинальным значениям,

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}.$$

Для упрощения расчетов нагрузку приборов можно не разделять по фазам, тогда:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{\left(\sum S_{приб} \cdot \cos \varphi_{приб}\right)^2 + \left(\sum S_{приб} \cdot \sin \varphi_{приб}\right)^2} = \sqrt{P_{приб}^2 + Q_{приб}^2}. \quad (30)$$

Трансформаторы напряжения так же зависят от того, на сколько загружена их вторичная обмотка. Для соответствия классу точности нагрузка не должна превышать допустимую.

На КРУЭ 500 кВ проверяем трансформатор напряжения.

Таблица 24 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Тип прибора	Прибор	S одной обмотки	Количество приборов	Число обмоток прибора	Потребляемая мощность, В·А
Вольтметр	Э-335	2	3	1	6
Вольтметр регистрирующий	Н-394	10	1	1	10
Частотомер	Э-362	1	1	2	2
Частотомер регистрирующий	Н-397	7	1	1	7
Фиксированный искатель повреждения	ФИП	3	1	3	9
Синхроноскоп	Э-327	10	1	1	10
Сумма					74

Таблица 25 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{HT} = 500 \text{ кВ}$	$U_H = 500 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H = 200 \text{ В·А}$	$S_P = 74 \text{ В·А}$	$S_H \geq S_P$

S_H - предельная мощность основной вторичной обмотки, В·А

Данный трансформатор напряжения проходит по необходимым параметрам.

Проверяем трансформатор напряжения, установленный на стороне 220 кВ - VPU-245.

Таблица 26 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{HT} = 220 \text{ кВ}$	$U_H = 220 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H = 400 \text{ В·А}$	$S_P = 74 \text{ В·А}$	$S_H \geq S_P$

На стороне 110 кВ установлен трансформатор напряжения НДКМ-110 УХЛ1.

Класс точности = 0,5.

Таблица 27 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{HT} = 110 \text{ кВ}$	$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H = 250 \text{ В}\cdot\text{А}$	$S_P = 37,6 \text{ В}\cdot\text{А}$	$S_H \geq S_P$

Как видно из результатов трансформатор напряжения соответствует данным условиям.

На стороне 35 кВ установлен трансформатор напряжения ЗНОМ-35-65 У1.

Класс точности = 0,5.

Таблица 28 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} \geq U_H$
$S_H = 360 \text{ В}\cdot\text{А}$	$S_P = 29,6 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_P$

Трансформатор напряжения соответствует условиям.

На стороне 10 кВ. проверяем трансформатор напряжения типа НТМИ-10.

Таблица 29 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_{уст}$
$S_H = 200 \text{ В}\cdot\text{А}$	$S_P = 42,6 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_P$

5.6 Выбор и проверка токоведущих частей

Для соединения всего оборудования подстанции используется гибкие и жёсткие шины, в зависимости от напряжения в месте установки. В РУ до 10 кВ используется жёсткая ошиновка, на напряжениях выше этого уровня

применяют гибкую ошиновку.

Гибкая ошиновка выполняется с помощью сталеалюминевых проводов. Стальные жилы в таких проводах несут основную механическую нагрузку.

Крепятся провода за счёт изоляторов, размеры и свойства которых зависят от уровня напряжения, для которого они применяются.

Гибкую ошиновку выбирают:

- по допустимому току

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{раб.мах}}$$

- по термической стойкости

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_{\kappa}}}{C}, \quad (31)$$

где q_{min} – минимальное сечение провода;

C - можно принять для медных шин и кабелей – $C = 165$; для алюминиевых шин и кабелей – $C = 88$; для стальных шин – $C = 70$;

- по электродинамическому действию тока КЗ.

Для предотвращения касания гибких шин между собой при их закреплении на порталах соблюдают определённую дистанцию, на которой силы взаимодействия между ними минимальны.

Самым опасным для гибкой ошиновки является короткое замыкание обратной последовательности, при таких условиях происходит максимальное их сближение.

Для проверки шин на термическую стойкость находят нагрев шин при КЗ и сравнивают его с максимально допустимым:

$$Q_{\text{к.расч}} \leq Q_{\text{к.доп}}$$

В таблице 30 приведены максимальные значения нагрева для разных проводников.

Таблица 30 – Предельно допустимые значения нагрева проводников

Шины	Температура, °С
Медные	300
Алюминиевые	200
Стальные, не имеющие непосредственного соединения с аппаратами	400
Стальные с непосредственным присоединением к аппаратам	300

На стороне 500 кВ от силовых трансформаторов до КРУЭ 500 кВ ошиновка выполняется проводами АС-50/8 с длительно допустимым током 210 А.

На стороне 220 кВ от силовых трансформаторов до ОРУ 220 кВ ошиновка выполняется проводами АС-50/8 с длительно допустимым током 210 А.

На стороне 110 кВ от силовых трансформаторов до ОРУ 110 кВ ошиновка выполняется проводами АС-95/16 с длительно допустимым током 330 А.

На стороне 35 кВ от силовых трансформаторов до ОРУ 35 кВ ошиновка принята выполняется АС-150/19 с длительно допустимым током 450 А.

Шины выполнены неизолированными проводами, это предоставляет возможность упускать проверку на устойчивость к высоким температурам.

На касание проверку так же не производим в виду того, что ток симметричного короткого замыкания не превышает значения в 20 кА.

При напряжении 10 кВ для соединения оборудования используют жёсткие алюминиевые шины, которые крепят на опорных изоляторах с определённым пролётом между ними. Длина пролёта зависит от вида шин и способа их установки.

Шины могут быть однополосными, двухполосными и коробчатого сечения. Так же пролёт между изоляторами зависит от способа установки шин,

они могут быть как горизонтальной, так и вертикальной установки. Способ установки шин выбирают путём расчёта длины пролёта, основанного на частоте собственных колебаний, которая должна быть больше 200 Гц. К установке выбирают именно тот способ установки, который является наиболее выгодным, то есть с наибольшей длиной пролёта. Так же для двухполосных шин производят расчёт расстояния между прокладками шин.

Максимальный рабочий ток на стороне 10 кВ равен:

$$I_{\text{раб max 10}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 923,76 \text{ А.}$$

Для КРУ 10 кВ принимаем однополосные шины 50х6 с допустимым током 955 А.

Определим минимальное допустимое сечение по формуле, мм²:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C}, \quad (32)$$

где $B_{\text{к}}$ —тепловой импульс тока короткого замыкания для расчетной точки подстанции, кА²·с;

C —коэффициент, учитывающий соотношение максимально допустимой температуры токоведущей части и температуры при нормальном режиме работы (для алюминия $C=88$).

Для шин 35 кВ. $q_{\text{min}} = 2,521 < 160 \text{ мм}^2$.

Для шин 10 кВ. $q_{\text{min}} = 5,04 < 300 \text{ мм}^2$.

Если шины на изоляторах располагаются плашмя, то момент инерции можно определить по формуле:

$$J = \frac{b \cdot h^3}{6}. \quad (33)$$

Для шин 10 $J = 12,5 \text{ см}^4$.

Проверяем шины на механическую прочность. Определяем пролёт l при условии, что частота собственных колебаний будет больше 200 Гц:

$$l \leq \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}} . \quad (34)$$

Для шин 10 $l = 1,33 \text{ м}$.

Определяем удельное усилие при симметричном КЗ:

$$f_n = \sqrt{3} \cdot \frac{i_y^2}{a} \cdot 10^{-7} . \quad (35)$$

Для шин 10 $f_n = 504,996 \text{ Н/м}$.

Момент на изгибающий будет равен:

$$M = \frac{f_n \cdot l_n^2}{10} . \quad (36)$$

Напряжение в материалах шин, возникающее при воздействии момента на изгиб:

$$\sigma_{расч} = \frac{M}{W} . \quad (37)$$

где W -момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной действию усилия.

Для шин 35 $\sigma_{расч} = 8,161 \text{ МПа}$.

Для шин 10 $\sigma_{расч} = 35,708 \text{ МПа}$.

Все шины удовлетворяют условию $\sigma_{расч} < 75 \text{ МПа}$.

Из чего следует, что эти шины могут быть приняты к установке.

5.7 Выбор и проверка изоляторов

Изоляторы, которые применяются для крепления жёсткой ошиновки называются опорными. Они состоят из изолирующей части и стального прута. Чаще всего такие изоляторы делают из фарфора. В последнее время для их изготовления стали применять полимерные материалы. Внешнюю плоскость таких изоляторов выполняют ребристой для обеспечения нужных диэлектрических свойств.

Пролёт между ними определяется исходя из частоты собственных колебаний. В результате выбирается максимально возможный пролёт.

При выборе изоляторов руководствуемся тем, что нагрузка, приходящаяся на пролёт не должна превышать 60% от установленной максимально возможной нагрузки.

$$F_{расч} = 0,6F_{разр} = F_{дон}. \quad (38)$$

Проверяем опорные изоляторы ОСК 8-220-А-2 с допустимой силой на изгиб (Н):

$$F_{дон} = 0,6 \cdot 800 = 480 \text{ Н.}$$

Высота изолятора по каталожным данным равна:

$$H_{из} = 220 \text{ мм.}$$

На механическую прочность изолятор проверим по формуле:

$$F_{расч} = 1,62 \cdot \frac{i_{уд}^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7}, \quad (39)$$

$$F_{расч} = 94,955 \text{ Н.}$$

Как видим из расчёта, этот изолятор подходит для установки.

Проверяем опорные изоляторы ОСК 10-110-А-2 с допустимой силой на изгиб (Н):

$$F_{дон} = 0,6 \cdot 3000 = 1800 \text{ Н.}$$

Высота изолятора по каталожным данным равна:

$$H_{из} = 1110 \text{ мм.}$$

Значение прочности получим:

$$F_{расч} = 9,827 \text{ Н.}$$

Так как допустимая сила больше расчетной, то изолятор может быть принят к установке.

Проверяем опорные изоляторы ОСК 3-35-А-2 с допустимой силой на изгиб (Н):

$$F_{дон} = 0,6 \cdot 3000 = 1800 \text{ Н.}$$

Высота изолятора по каталожным данным равна:

$$H_{из} = 1110 \text{ мм.}$$

По механическую прочность этот изолятор будет иметь значение:

$$F_{расч} = 9,827 \text{ Н.}$$

Из полученного значения следует, что это изолятор можно установить.

Проверяем опорные изоляторы ОСК 3-10-2 с допустимой силой на изгиб (Н):

$$F_{дон} = 0,6 \cdot 3000 = 1800 \text{ Н.}$$

Высота изолятора по каталожным данным равна:

$$H_{из} = 1110 \text{ мм.}$$

По механическую прочность этот изолятор будет иметь значение:

$$F_{расч} = 9,827 \text{ Н.}$$

Из полученного значения следует, что этот изолятор можно установить.

Кроме опорных изоляторов выбираем так же проходные. Как и в опорных изолятор изолирующая часть у них выполняется фарфоровой. Так же имеет место быть бумажная изоляция и изоляция из бумаги и масла. Эти изоляторы используются для обеспечения коммутации через стены.

Проходные изоляторы выбираются аналогично опорным изоляторам.

Проверяем проходные изоляторы типа ИП-35/1600-7,5 УХЛ1 с допустимой силой на изгиб(Н):

$$F_{дон} = 0,6 \cdot 7500 = 4500 \text{ Н.}$$

Высота изолятора по каталожным данным равна:

$$H_{из} = 1065 \text{ мм.}$$

По механическую прочность этот изолятор будет иметь значение:

$$F_{расч} = 14,938 \text{ Н.}$$

Этот изолятор может быть принят к установке.

Проверяем проходные изоляторы типа ИПУ-10/630-7,5 УХЛ1 с допустимой силой на изгиб(Н):

$$F_{дон} = 0,6 \cdot 7500 = 4500 \text{ Н.}$$

Высота изолятора по каталожным данным равна:

$$H_{из} = 620 \text{ мм.}$$

По механическую прочность этот изолятор будет иметь значение:

$$F_{расч} = 68,536 \text{ Н.}$$

Может быть принят к установке.

5.8 Выбор трансформатора собственных нужд

Трансформаторы собственных нужд применяются для обеспечения энергией всё оборудование подстанции. ТСН устанавливаются на стороне 10 кВ и понижают напряжение до 0,4 кВ. На этом напряжении работает всё

основное оборудование подстанции.

На подстанции уже имеются трансформаторы собственных нужд, обеспечивающие питанием всю ПС Сковородино. Исходя из этого, можно сделать вывод, что запитывать все собственные нужды от новых трансформаторов не имеет смысла. В целях экономии установим отдельные трансформаторы собственных нужд для РУ 500 кВ. Местом установки этих трансформаторов, как и для уже имеющихся, будет РУ 10 кВ.

Потребители собственных нужд РУ 500 кВ:

Таблица 31 – Потребители собственных нужд

Вид потребителя	Установленная мощность		Нагрузка
	ед. кВт × кол-во	всего, кВт	$P_{уст}$, кВт
1	2	3	5
Охлаждение трансформатора АТДЦТГН-63000/220/110/35	131,4×2	262,8	262,8
Оперативные цепи и цепи управления	15,5×1	15,5	15,5
Обогрев насосной пожаротушения	16×1	16	16
Итого			394,3

Сложив мощности всех потребителей, мы найдём необходимую мощность трансформаторов.

Найдем мощность трансформатора собственных нужд по формуле:

$$S_{TCH} = 0,8 \cdot \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2}, \quad (40)$$

$$S_{TCH} = 0,8 \cdot \sqrt{394,3^2 + 0^2} = 315,44.$$

Принимаем два трансформатора ТМ-400/10/0,4.

5.9 Выбор ОПН

Для защиты оборудования от возможных перенапряжений на подстанциях используют ОПН. Они представляют собой набор варисторов. Так же ОПН имеет нелинейную вольт амперную характеристику. Это позволяет ему постоянно находиться в рабочем состоянии, а при перенапряжениях пропускать через себя значительную часть тока, тем самым снижая уровень перенапряжения. Это достигается за счет того, что при набегании тока на подстанцию он проходит по пути наименьшего сопротивления, то есть через ограничитель в землю. Как правило ОПН устанавливают на приходящих линиях, что позволяет защитить оборудование от перенапряжений, набегающих с линий, перед измерительными трансформаторами напряжения, а также непосредственно до и после силовых трансформаторов.

Как и всё оборудование до этого, ОПН выбирается так же в два действия.

Для начала ОПН выбирается по уровню напряжения:

$$U_{нд} \geq \frac{U_{н.р.}}{\sqrt{3}}$$

где $U_{нд}$ – наибольшее допустимое напряжение ОПН;

$U_{н.р.}$ – наибольшее рабочее напряжение сети (нормируется по ГОСТ 721).

Выбирают ОПН так, чтобы его длительно допустимое напряжение было на несколько процентов больше напряжения, под которым находится место эго установки.

Далее определяется расчетная величина рабочего напряжения ОПН по формуле:

$$U_{расч.ОПН} = \frac{U_{max.раб}}{K_B}, \quad (41)$$

где $U_{max.раб}$ – рабочее максимальное напряжение;

K_B – коэффициент, определяющийся по кривым вида $K_B = f(\tau)$ (Рисунок 10), учитывает величину допустимого напряжения за счет уменьшения кратности воздействия, исходя из условий теплового равновесия.

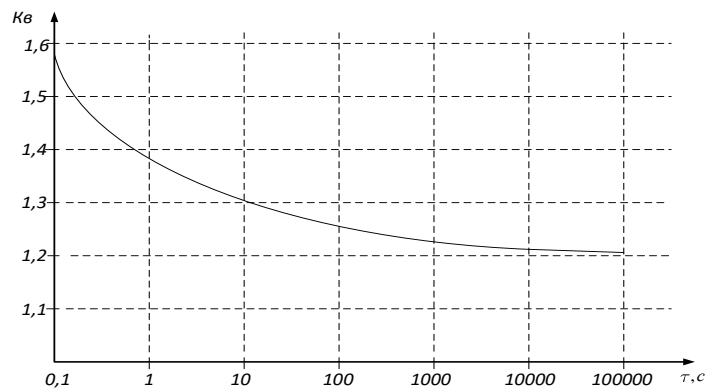


Рисунок 10 – График зависимости коэффициента K_B от длительности перенапряжения

Затем находим значение импульсного тока.

При установке на конце линии, удалённом:

$$I_K = \frac{(U - U_{осм})}{Z_B}. \quad (42)$$

Если ОПН устанавливаем на питающем конце линии (на шинах питающей подстанции), то:

$$I_K = \frac{(U - U_{осм})}{Z_B} \cdot \left(1 + \frac{Z_B}{\beta \cdot L_{II}} \right), \quad (43)$$

где U – амплитуда неограниченных перенапряжений, кВ;

$U_{ост}$ – остающееся напряжение на варисторах ОПН при токе I_K , кВ;

Z_B – волновое сопротивление линии, Ом;

L_{II} – предвключенная индуктивность питающей подстанции;

β – расчетная частота.

Поскольку ток I_K зависит от $U_{ост}$, его значение определяется параметрами точки пересечения ВАХ ограничителя и нагрузочной кривой.

Ориентировочное значение I_K для ОПН разных классов напряжения и для установки на разных объектах:

Таблица 32 – Характеристики коммутационных токов

$U_{ном}$, кВ	I_K для ОПН, устанавливаемых на подстанциях
10	200-500
35	350-600
110	300-500
220	400-600

При окончательном выборе определяется удельная энергоёмкость ОПН, кДж/кВ:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{ном}}, \quad (44)$$

где \mathcal{E} – энергия, поглощаемая ОПН;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение ОПН.

Энергию, принятую ОПН найдём по формуле, кДж:

$$\mathcal{E} = \frac{(U - U_{ост})}{Z_B} \cdot U_{ост} \cdot 2 \cdot T \cdot n, \quad (45)$$

где U - величина неограниченных перенапряжений, кВ;

T - время распространения волны, мкс;

n - количество последовательных токовых импульсов.

Произведем выбор ОПН на стороне 500 кВ.

Допустимое рабочее напряжение на стороне 500 кВ, согласно условию:

$$U_{нд} \geq \frac{1,2 \cdot 500}{\sqrt{3}} = 303,109 \text{ кВ.}$$

Длительное напряжение для ОПН будет равно:

$$U_{расч.ОПН} = \frac{303,109}{1,2} = 252,591 \text{ кВ.}$$

Исходя из расчетных условий проверяем ограничитель перенапряжений марки ОПН-П (1.2)-500/318/20/4 УХЛ1.

Таблица 33 – Характеристики устанавливаемого ОПН-П (1.2)-500/318/20/4 УХЛ1

Тип ОПН	ОПН-П(1.2)- 500/318/20/4 УХЛ1
Класс напряжения сети, кВ	500
Наибольшее длительно допустимое напряжение, кВ	318
Номинальный разрядный ток, кА	20
Остающееся напряжение при токе амплитудой 20 кА, кВ	854
Удельная энергоемкость, кДж/кВ	15,34

Аналогично проверим ОПН на стороне 220 кВ. Допустимое рабочее напряжение на стороне 220 кВ, согласно условию:

$$U_{нд} \geq \frac{1,15 \cdot 220}{\sqrt{3}} = 145,492 \text{ кВ.}$$

Напряжение длительного действия:

$$U_{расч.ОПН} = \frac{145,492}{1,2} = 121,244 \text{ кВ.}$$

Исходя из расчетных условий проверяем ограничитель перенапряжений марки ОПН-П1-220/154/10/2УХЛ1.

Технические характеристики ОПН, принятого к установке:

Таблица 34 – Характеристики устанавливаемого ОПН-П1-220/154/10/2УХЛ1

Тип ОПН	ОПН-П- 35/42/10/760 УХЛ1
Класс напряжения сети, кВ	220
Наибольшее длительно допустимое напряжение, кВ	154
Номинальный разрядный ток, кА	10
Остающееся напряжение при токе амплитудой 20 кА, кВ	533
Удельная энергоемкость, кДж/кВ	5,5

Проверим ОПН на стороне 110 кВ согласно условию:

$$U_{нд} \geq \frac{1,15 \cdot 110}{\sqrt{3}} = 72,746 \text{ кВ,}$$

$$U_{расч.ОПН} = \frac{72,746}{1,2} = 60,622 \text{ кВ.}$$

Исходя из расчетных условий проверим ограничитель перенапряжений марки ОПН-110/77-10(II) П УХЛ1. Технические характеристики ОПН, принятого к установке:

Таблица 35 – Характеристики устанавливаемого ОПН-110/77-10(II) П УХЛ1

Тип ОПН	ОПН-110/77-10(II) П УХЛ1
Класс напряжения сети, кВ	110
Наибольшее длительно допустимое напряжение, кВ	73
Номинальный разрядный ток, кА	10

Остающееся напряжение при токе амплитудой 20 кА, кВ	252
Удельная энергоемкость, кДж/кВ	5,5

Проверим ОПН на стороне 35 кВ. Допустимое рабочее напряжение на стороне 35 кВ, согласно условию:

$$U_{нд} \geq \frac{1,15 \cdot 35}{\sqrt{3}} = 23,24 \text{ кВ.}$$

Расчетная величина напряжения ОПН, длительного действия на ограничитель:

$$U_{расч.ОПН} = \frac{23,24}{1,21} = 19,2 \text{ кВ.}$$

Исходя из расчетных условий выбираем ограничитель перенапряжений марки ОПН-П-35/40,5 УХЛ1. Технические характеристики ОПН, принятого к установке:

Таблица 36 – Характеристики устанавливаемого ОПН-П-35/40,5 УХЛ1

Тип ОПН	ОПН-П- 35/42/10/760 УХЛ1
Класс напряжения сети, кВ	35
Наибольшее длительно допустимое напряжение, кВ	40,5
Номинальный разрядный ток, кА	10
Остающееся напряжение при токе амплитудой 20 кА, кВ	142,1
Удельная энергоемкость, кДж/кВ	5,6

Проверим ОПН на стороне 10 кВ. Допустимое рабочее напряжение на стороне 10 кВ будет равно:

$$U_{нд} \geq \frac{1,15 \cdot 10}{\sqrt{3}} = 6,928 \text{ кВ.}$$

Величина напряжения длительного действия:

$$U_{расч.ОПН} = \frac{6,928}{1,2} = 5,774 \text{ кВ.}$$

Исходя из расчетных условий выбираем ограничитель перенапряжений марки ОПН-10/10-10(I) УХЛ1. Технические характеристики ОПН, принятого к установке:

Таблица 37 – Характеристики устанавливаемого ОПН-10/10-10(I) УХЛ1

Тип ОПН	ОПН-П1- 10/10,5/10/2УХЛ
Класс напряжения сети, кВ	10
Наибольшее длительно допустимое напряжение, кВ	10,5
Номинальный разрядный ток, кА	10
Остающееся напряжение при токе амплитудой 20 кА, кВ	36,9
Удельная энергоемкость, кДж/кВ	5,6

5.10 Выбор аккумуляторных батарей

Аккумуляторные батареи используются для обеспечения питанием подстанции в аварийном режиме. Для их зарядки на подстанции предусмотрено выпрямляющее устройство, позволяющее заряжать батарея постоянным током. В нормальном режиме работы подстанции эти батареи не используются и потребляют энергию только для поддержания заряженного состояния.

При работе аккумуляторов в воздух выделяются пары электролита, залитого в них. В целях безопасности в комнате, где устанавливают эти батареи предусматривают вентиляцию, которая рассчитывается таким образом, что концентрация паров в комнате не представляла угрозы для людей. При повышении концентрации паров в воздухе необходимо включить вентиляцию для снижения концентрации до ПДК.

Постоянный ток на подстанции используется в релейной защите и автоматике, как оперативный ток, для освещения подстанции.

«Как правило, аккумуляторные батареи используются в режиме постоянного заряда по схеме с элементным коммутатором. Напряжение при этом на элементе в начале разряда составляет 2,15 В, а допустимое напряжение в конце полного разряда в получасовом режиме принимается равным 1,75 В»[6].

Количество элементов находится по формуле:

$$n_0 = \frac{U_{ш}}{U_{ПА}}, \quad (46)$$

где $U_{ш}$ – напряжение на шинах;

$U_{ПА}$ – напряжение на элементе в режиме подзарядки.

$$n_0 = \frac{230}{2,15} = 107.$$

Общее количество элементов найдём по ниже представленной формуле:

$$n = \frac{230}{1,75} = 132.$$

Количество элементов добавочных определяем по формуле:

$$n_{доб} = n - n_0, \quad (47)$$

$$n_{доб} = 132 - 107 = 25.$$

Типовой номер батареи определяем по ниже представленной формуле:

$$N = 1,05 \cdot \frac{I_{ав}}{j}, \quad (48)$$

где $I_{ав}$ - нагрузка установившегося получасового установившегося разряда;

j - допустимая нагрузка аварийного разряда.

$$N = 1,05 \cdot \frac{549}{25} = 23,06.$$

Полученный номер округляется до ближайшего типового номера. $N = 24$

Проверим по максимальному толчковому току. Предварительно принимаем батарею СК – 24.

$$46 \cdot N \geq I_{Tmax}, \quad (49)$$

где I_{Tmax} - максимальный толчковый ток для данного вида батарей;

$$I_{Tmax} = 1269 \text{ А};$$

46 – коэффициент, учитывающий перегрузку.

$$N = 46 \cdot 24 = 1104.$$

Значение получилось меньше необходимого, следовательно, надо выбрать аккумулятор с другим типовым номером:

$$N \geq \frac{1269}{46} = 27,58.$$

Окончательно принимаем СК – 28.

Выбор подзарядного устройства осуществляем по формулам, представленным ниже:

$$I_{ПЗ} \geq 0,15 \cdot N + I_{П}, \quad (50)$$

$$I_{ПЗ} \geq 0,15 \cdot 28 + 20 = 24,2 \text{ А}.$$

$$U_{ПЗ} \geq 2,2 \cdot n_0, \quad (51)$$

$$U_{ПЗ} \geq 2,2 \cdot 107 = 230 \text{ В}.$$

Выбираем подзарядное устройство типа ВАЗП – 380/230 – 40/80

5.11 Выбор высокочастотных заградителей

Высокочастотный заградитель обладает низким сопротивлением для токов промышленной частоты и высоким сопротивлением для остальных частот, за счёт чего он улавливает их и преобразует.

Для обеспечения связи через линию необходима установка высокочастотных заградителей, которые выполняются в естественным охлаждением.

Высокочастотные заградители устанавливаются на приходящих линиях, подвешивая их на порталах. С их помощью можно передавать сигналы путём повышения частоты, которую на другом конце линии уловит высокочастотный заградитель и преобразует её. Кроме планового повышения частоты, ВЧЗ так же применяется для улавливания токов высокой частоты самопроизвольного происхождения, тем самым защищая оборудование подстанции.

В релейной защите высокочастотная связь применяется для защиты линий, путём передачи сигналов. С помощью высокочастотных заградителей связывают трансформаторы тока в начале и конце линии. Таким способом можно сделать, например, продольную дифференциальную защиту линии. При этом не придётся кроме силовых кабелей прокладывать ещё и сигнальный кабель. Такой способ передачи сигнала значительно сокращает затраты на установку релейной защиты.

К установке на стороне 500 кВ принимаем высокочастотный заградитель типа ВЗ-2000 УХЛ1.

Таблица 38 – Сопоставление каталожных и расчетных данных ВЗ-2000 УХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$I_{ном}=2000 \text{ А}$	$I_{раб \text{ max}}=192,835 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{раб \text{ max}}$
$I_{тдин}=128 \text{ кА}$	$i_{уд}=12,817 \text{ кА}$	$I_{тдин} \geq i_{уд}$
$I_{\tau}^2 \cdot \tau_{\tau}=7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к}=45,836 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\tau}^2 \cdot \tau_{\tau} \geq B_{к}$

К на стороне 220 кВ проверяем высокочастотный заградитель типа ВЗ-1250-0,5У1:

Таблица 39 – Сопоставление каталожных и расчетных данных ВЗ-1250-0,5У1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$I_{\text{ном}}=630 \text{ А}$	$I_{\text{раб max}}=165,332 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб max}}$
$I_{\text{тдин}}=40 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}}=38,846 \text{ кА}$	$I_{\text{тдин}} \geq i_{\text{уд}}$
$I_{\tau}^2 \cdot \tau_{\tau}=768 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}}=447,116 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\tau}^2 \cdot \tau_{\tau} \geq B_{\text{к}}$

6 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА

Релейная защита применяется для защиты оборудования и линий от всевозможных повреждений и коротких замыканий, путём быстрого и автоматического отключения сети энергоснабжения от повреждённого участка, что обеспечивает своевременное предотвращение дальнейшего развития аварии. В результате появляется возможность сохранить оборудование, а также избежать возможных последствий, таких как возгорание оборудования. Существуют такие виды защит, как продольная дифференциальная, поперечная дифференциальная, максимальная токовая защита, токовая отсечка и другие разновидности.

Для связи трансформаторов тока какой-либо защиты используют либо провода, если расстояния относительно не велики, либо каналы высокочастотной связи, при больших расстояниях между трансформаторами тока. Такой принцип связи используется, например, для продольной дифференциальной защиты линии.

В основе лежат принципы, обусловленные замерами показаний определённых величин, таких как ток и напряжение, и сопоставления их направлений, скорости изменения и других характеристик в зависимости от вида релейной защиты.

Обычно релейную защиту выполняли на электромеханических реле, но такой способ выполнения устарел и является малоэффективным в силу того, что проявляются сложности в тонкой отстройке защиты, электромеханические реле нуждаются в тщательном обслуживании и часто выходят из строя до окончания своего срока службы. Также электромеханические реле являются малонадёжными в силу своей механической части. В настоящее время широкое распространение получила релейная защита на микропроцессорной базе. Такой способ выполнения имеет существенные плюсы. Микропроцессорные терминалы занимают мало места и практически не нуждаются в обслуживании. Все уставки просто забиваются в терминал.

6.1 Защита трансформатора

Для защиты силовых трансформаторов на подстанциях используют дифференциальную токовую защиту, которая в случае аварии обеспечивает снятие напряжения с трансформатора. Эта защита является основной защитой трансформатора.

Принцип работы дифференциальной защиты трансформатора основывается на замере величины и направления протекания токов в ветвях трансформатора. На каждой из сторон трансформатора устанавливается трансформатор тока определённого класса точности. Трансформаторы тока устанавливаются в каждую фазу и соединяются в треугольник или звезду в зависимости от группы соединения обмоток трансформатора. Таким способом обеспечивается выравнивание сдвига фаз токов.

В данном случае защита устанавливается на однофазных автотрансформаторах. В результате этого на каждом трансформаторе, то есть на каждой фазе, стоит по трансформатору тока. Так же на подстанции устанавливается четвёртый однофазный трансформатор, на котором так же устанавливаются трансформаторы тока на каждой стороне. В случае выхода из строя автотрансформатора на одной из фаз, резервный трансформатор занимает его место. В таком случае необходимо обеспечить переключение релейных цепей на трансформатор тока резервного автотрансформатора. Это достигается за счёт установки трёх специальных блоков переключения. Они обеспечивают переключение цепей релейной защиты с трансформаторов тока какой-либо фазы, на трансформаторы тока резервного трансформатора.

При коротком замыкании между обмотками трансформаторов происходит изменение направления протекания тока в ветвях. Токи на сторонах, кроме высокой стороны, меняют направление и протекают в трансформатор. Данные об этом поступают в терминал и подаётся сигнал на отключение.

Так же для защиты трансформатора от внутренних повреждений устанавливают газовое реле. Защита, основанная на газовом реле, является

резервной. Принцип его работы основывается на том, что при внутреннем коротком замыкании, например, при межвитковом КЗ, место пробоя изоляции нагревается. В результате нагрева происходит разложение масла и выделение из него газа.

Так как газ поднимается вверх, а трансформатор устанавливают с небольшим наклоном, то газ скапливается в верхней части трансформатора. После этого газ по каналу поступает в газовое реле, в котором он вытесняет масло. Внутри газового реле находятся поплавки. При вытеснении газом из реле масла, поплавки опускаются, тем самым замыкая контакты и приводя к срабатыванию.

В зависимости от того, с какой скоростью происходит распад масла, газовое реле может подать либо предупреждающий сигнал, при медленном газообразовании, а также сигнал на отключение трансформатора при быстром образовании.

На газовом реле имеется специальный штуцер, через который можно взять пробу газа и с помощью химического анализа определить причину срабатывания.

Для установленных на подстанции автотрансформаторов предусматриваем дифференциальную защиту трансформатора как основную, и газовую защиту как резервную.

На подстанции Сковородино для дифференциальной защиты автотрансформаторов выбираем микропроцессорный терминал типа «Сириус ТЗ».

6.2 Выбор рабочих ответвлений токовых входов терминала

Номинальные токи для трансформатора определяются по формуле:

$$I_{\text{ном.Н}} = \frac{S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.Н}}}, \quad (52)$$

где $S_{\text{ном.тр}}$ – номинальная мощность трансформатора;

$U_{\text{ном.N}}$ – номинальное напряжение стороны N.

Номинальные токи трансформатора АОДЦТН-167000/500/220-У1 равны:

$$I_{\text{ном.ВН}} = \frac{167000}{\sqrt{3} \cdot 500} = 187,218 \text{ А};$$

$$I_{\text{ном.СН}} = \frac{167000}{\sqrt{3} \cdot 500} = 419,206 \text{ А};$$

$$I_{\text{ном.НН}} = \frac{167000}{\sqrt{3} \cdot 500} = 9183 \text{ А}.$$

Рассчитываем вторичный ток в номинальном режиме по формуле:

$$I_{\text{ном.втор.N}} = \frac{I_{\text{ном.N}} \cdot I_{\text{н.ТТ.В}}}{I_{\text{н.ТТ.П}}} = \frac{I_{\text{ном.N}}}{K_{\text{тр.ТТ.N}}}, \quad (53)$$

где $K_{\text{тр.ТТ.N}} = I_{\text{н.ТТ.П}} / I_{\text{н.ТТ.В}}$ – коэффициент трансформации измерительного трансформатора тока стороны N;

$I_{\text{н.ТТ.П}}, I_{\text{н.ТТ.В}}$ – первичный и вторичный номинальные токи трансформатора тока стороны N.

Коэффициенты трансформации на трансформаторе АОДЦТН-167000/500/220-У1:

$$K_{\text{тр.ТТ.ВН}} = 200 / 5 = 40;$$

$$K_{\text{тр.ТТ.СН}} = 500 / 5 = 100;$$

$$K_{\text{тр.ТТ.НН}} = 10000 / 5 = 2000.$$

Вторичные токи трансформаторов АОДЦТН-167000/500/220-У1:

$$I_{\text{ном.втор.ВН}} = \frac{187,218}{40} = 4,68 \text{ А};$$

$$I_{\text{ном.втор.СН}} = \frac{419,206}{100} = 4,192 \text{ А};$$

$$I_{\text{НОМ.ВТОР.НН}} = \frac{9183}{10000} = 4,591 \text{ А.}$$

Проверка обеспечения цифрового выравнивания для всех сторон защищаемого трансформатора, производится по выражению, представленному ниже:

$$0,1 \leq \frac{I_{\text{НОМ.ВТ.п}}}{I_{\text{НОМ.Т.п}}} \leq 4. \quad (54)$$

На стороне ВН:

$$0,1 \leq \frac{4,68}{5} = 0,936 \leq 4.$$

На стороне СН:

$$0,1 \leq \frac{4,192}{5} = 0,838 \leq 4.$$

На стороне НН:

$$0,1 \leq \frac{4,591}{5} = 0,918 \leq 4.$$

Для всех сторон цифровое выравнивание амплитуд токов плеч обеспечивается.

6.3 Выбор уставок дифференциальной защиты трансформатора

Зоной защиты дифференциальной защиты трансформатора является сам трансформатор и ввода до места установки трансформаторов тока. При расчёте уставок необходимо учитывать броски токов намагничивания.

Работа дифференциальной защиты обеспечивается за счёт того, что трансформаторы тока в начале и конце защищаемой зоны улавливают направление протекания токов, а также их величину, после чего в микропроцессорном терминале рассчитывается их разность.

При коротком замыкании внутри защищаемой зоны, то есть в трансформаторе, или же на выводах трансформатора, происходит изменение направления протекания токов на всех сторонах, кроме высокой стороны. Это

обусловлено тем, что при коротком замыкании токи меняют своё направление и начинают подпитывать место КЗ. Информация об этом подаётся в микропроцессорный терминал, в котором в зависимости от показаний, определяется выходной сигнал.

Такие микропроцессорные терминалы, как, например, Сириус ТЗ, обладают большим списком преимуществ над электромеханическими реле. Терминал занимает мало места, все цепи помещаются в небольшой корпус, легко поддаётся настройке, это связано с тем, что в микропроцессорном терминале работа осуществляется за счёт математических вычислений, его оперативные цепи потребляют мало энергии за счёт использования цепей малого тока, имеют высокую надёжность за счёт отсутствия механических частей. Также обладает быстродействием, которое обусловлено тем, что все вычисления происходят в процессоре.

Дифференциальная защита трансформатора состоит из быстродействующей токовой отсечки (ДЗТ-1) и чувствительной токовой защиты с торможением (ДЗТ-2).

Тормозная характеристика ДЗТ-2 изображена на рисунке. Токи приведены к базисному току стороны ВН.

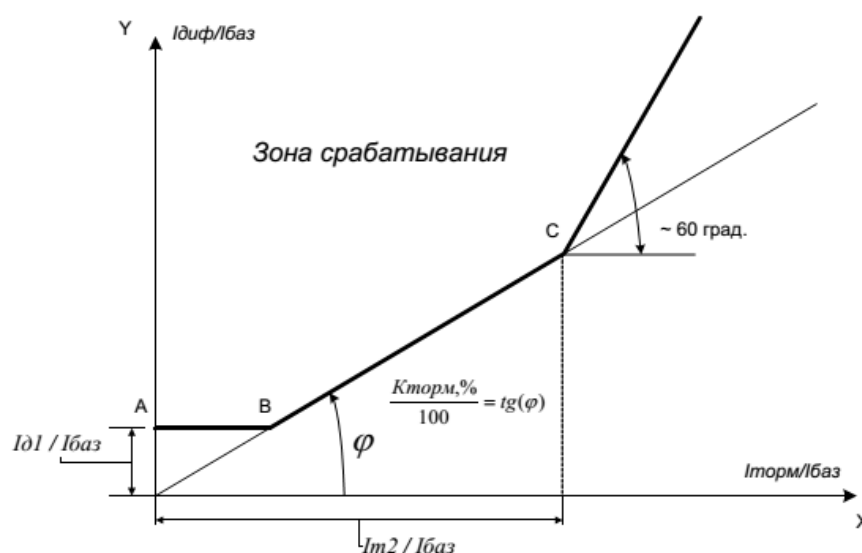


Рисунок 11 – Тормозная характеристика ступени ДЗТ-2

(чувствительная дифференциальная токовая защита с торможением)

Тормозная характеристика задаётся такими уставками, как представленные ниже:

$I_{д1}/I_{ном.ВН}$ – минимальный дифференциальный ток (отнесенный к $I_{баз}$) срабатывания;

$K_{торм}$, % – коэффициент торможения для второго участка характеристики;

$I_{т2}/I_{ном.ВН}$ – точка второго излома характеристики.

В качестве базисного тока в устройстве принято значение уставки $I_{ном.ВН}$.

Характеристика имеет три участка:

Значение $I_{д1}/I_{ном.ВН}$ выбирается по условию отстройки от тока небаланса при протекании номинального тока трансформатора:

$$I_{диф}/I_{баз} \geq K_{отс} \cdot I_{нб.расч}, \quad (55)$$

где $K_{отс}$ – учитывает ошибки расчета и необходимый запас, принимается равным 1,2.

При сложении трех составляющих, которые обусловлены погрешностями трансформаторов тока, найдём ток небаланса.

$$I_{нб.расч} = I'_{нб.расч} + I''_{нб.расч} + I'''_{нб.расч}, \quad (56)$$

$$I'_{нб.расч} = k_{пер} \cdot k_{одн} \cdot \varepsilon \cdot I^*_{расч}, \quad (57)$$

$$I''_{нб.расч} = \Delta U \cdot I^*_{расч}, \quad (58)$$

$$I'''_{нб.расч} = f_{выр} \cdot I^*_{расч}, \quad (59)$$

где $I'_{нб.расч}$ – составляющая тока небаланса, обусловленная

погрешностью измерительного трансформатора тока;

$k_{пер}$ – коэффициент, учитывающий переходной режим (наличие апериодической составляющей), рекомендуется принимать 1,0 согласно /4/;

$k_{одн}$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока. Для защиты Бреслер рекомендуется во всех режимах принимать коэффициент однотипности равным 1,0;

ε – относительное значение полной погрешности трансформаторов тока. Рекомендуется принимать равной 0,05;

$I_{нб.расч}'''$ – составляющая тока небаланса, обусловленная регулированием защищаемого трансформатора;

ΔU – погрешность, обусловленная регулированием напряжения под нагрузкой на сторонах трансформатора и принимаемая равной половине используемого диапазона регулирования;

$I_{нб.расч}'''$ – составляющая тока небаланса, обозначающая погрешностью выравнивания токов плеч в терминале защиты;

$f_{выр}$ – погрешность выравнивания токов плеч в терминале защиты, принимается равным 0,03;

$I_{расч}^*$ – относительное значение периодической составляющей тока, проходящего через защищаемую зону при трехфазном коротком замыкании.

$$I_{нб.расч} = 2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,12 + 0,04 = 0,35$$

Относительный начальный дифференциальный ток срабатывания найдём как:

$$I_{диф} / I_{баз} \geq K_{отс} \cdot I_{нб.расч} = 1,2 \cdot 0,35 = 0,42 \text{ о.е.}$$

Коэффициент торможения $K_{торм}$ должен обеспечивать несрабатывание релейной защиты.

Коэффициент снижения тормозного тока находим по представленному ниже выражению:

$$K_{\text{сн.т.}} = 1 - 0,5 \cdot I_{\text{нб.расч}}, \quad (60)$$

$$K_{\text{сн.т.}} = 1 - 0,5 \cdot 0,35 = 0,825.$$

Тогда коэффициент торможения определим по формуле:

$$K_{\text{торм}} \geq 100 \cdot K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}} / K_{\text{сн.т.}}, \quad (61)$$

$$K_{\text{торм}} = 100 \cdot 1,2 \cdot 0,35 / 0,825 = 50,9\%.$$

Значение второй точки излома тормозной характеристики $I_{\text{т2}}/I_{\text{баз}}$ принимаем по рекомендации завода изготовителя, которая является равной $I_{\text{т2}}/I_{\text{баз}} = 1,5 - 2$.

6.4 Выбор уставок дифференциальной токовой отсечки

Уставка ДТО отстраивается:

- от бросков тока намагничивания;
- от максимального тока небаланса при КЗ.

$$I_{\text{дто}} \geq 6$$

$$I_{\text{дто}} \geq k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч*}}, \quad (62)$$

где $k_{\text{отс}} = 1,5$ – коэффициент отстройки;

$I_{\text{нб.расч*}}$ – расчетный ток небаланса при максимальном токе КЗ.

Коэффициент переходного режима $I_{\text{нб.расч*}}$ по заводу изготовителю рекомендуется принимать равным $3 \div 4$. Величина $I_{\text{расч*}}$ принимается равной току, проходящему через защищаемую зону при расчетном трехфазном КЗ на стороне, где произошло повреждение.

Уставка ДТО выбирается равной наибольшему значению.

$$I_{\text{нб.расч}} = (3 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,12 + 0,04) \cdot 88,158 = 40,5 \text{ о.е.}$$

$$I_{\text{дто}} = 1,5 \cdot 40,5 = 60,8 \text{ о.е.}$$

Выбираем $I_{\text{дто}} = 61 \text{ о.е.}$

6.6 Выбор уставок МТЗ

Уставку МТЗ отстраиваем таким образом, чтобы защита не срабатывала при максимально возможных значениях тока в нормальном режиме:

$$I_{\text{с.з}} \geq \frac{K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{зап}}}{K_{\text{в}}} \cdot I_{\text{раб.макс}}, \quad (63)$$

где $K_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, равный 1,2;

$K_{\text{зап}}$ – коэффициент самозапуска двигателей, принимается в диапазоне от 1,5 до 2,5;

$K_{\text{в}}$ – коэффициент возврата, принимаем как 0,9;

$I_{\text{раб.макс}}$ – максимальный рабочий ток в месте установки трансформатора тока.

Срабатывание защиты будет обеспечиваться при токах, равных:

Ток срабатывания на стороне ВН:

$$I_{\text{с.з}} \geq \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,9} \cdot 192,84 = 514,23 \text{ А.}$$

Ток срабатывания на стороне СН:

$$I_{\text{с.з}} \geq \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,9} \cdot 438,26 = 1169 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности проверяем по минимально возможному току, при этом его значение не должно превышать 1,2:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз,мин}}}{I_{\text{уст}}}, \quad (64)$$

где $I_{\text{кз,мин}}$ – наименьшее значение тока в месте установки защиты, при расчетном виде КЗ;

$I_{уст}$ – принятое значение тока срабатывания.

Найдём коэффициент для ВН:

$$K_{чв} = \frac{4243}{514,23} = 8,25 > 1,2.$$

Найдём коэффициент для СН:

$$K_{чс} = \frac{15413}{1169} = 13,2 > 1,5.$$

7 ЗАЗЕМЛЕНИЕ И МОЛНИЕЗАЩИТА ПОДСТАНЦИИ

7.1 Заземление подстанции Сковородино

Заземляющее устройство применяют для защиты персонала, а также для отвода токов в землю. Так же заземления подлежит всё оборудование подстанции.

Заземляющее устройство чаще всего делают в виде сетки с прямоугольными ячейками, которая образуется при укладывании горизонтальных полос перпендикулярно друг другу. Полосы сетки заземления свариваются между собой, образуя единую сетку. Расстояние между полосами сетки для расчёта принимается равным 6 м. При проектировании это расстояние может изменяться в зависимости от планировки подстанции. Сетка закладывается на глубине 0,5 м от поверхности земли. Сетка заземления должна выходить за пределы оборудования на 1,5 м для обеспечения безопасности персонала при условии прикосновения к оборудованию.

В зависимости от типа грунта, а также от климатических условий, таких как глубина промерзания грунта, рассчитывается количество вертикальных заземлителей, а также количество горизонтальных полос в сетке заземления.

При расчёте заземления необходимо, чтобы импульсное сопротивление заземлителя не зависимо от времени года не превышало значения в 0,5 Ом.

При выборе диаметра вертикальных заземлителей руководствуемся их коррозионной и термической стойкостью.

При прокладывании горизонтальных полос надо учитывать расположение всего оборудования и соблюдать нормативные расстояния, а также учитывать с какой стороны происходит обслуживание оборудования и взаимное расположение зданий. От фундаментов зданий полосы заземления прокладывают на расстоянии в 1 м. Это расстояние может быть увеличено если рядом находится ещё одно здание. В таком случае расстояние может быть увеличено до 1,5 м.

При расчёте заземляющего устройства находим количество вертикальных электродов. Для выбора их сечения производят расчёт на коррозионную стойкость и термическую стойкость. Исходя из этих расчётов определяется диаметр вертикальных заземлителей. Их установка производится по периметру подстанции в местах пересечения горизонтальных полос. Так же для каждого молниеотвода устанавливается как минимум по 3 вертикальных заземлителя, расположенных в разных направлениях относительно молниеотвода.

Всё оборудование подстанции подвергается заземлению путём соединения его с заземляющим устройством.

Найдём размеры площадки РУ 500 кВ с учётом того, что за границы оборудования сетка выходит на 1,5 м:

$$S = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot (B + 2 \cdot 1,5), \quad (65)$$

где A – ширина территории, занимаемой заземлителем, равная 47 м;

B – длина территории, занимаемой заземлителем, равная 54 м.

$$S = (80,3 + 2 \cdot 1,5) \cdot (60 + 2 \cdot 1,5) = 5248 \text{ м}^2.$$

Глубина погружения горизонтальных полос $h_3 = 0,7$ м. Вертикальные заземлители выполним из стальной арматуры диаметром $d = 16$ мм и длиной $l_B = 5$ м.

Проверим выбранные сечения горизонтальных заземляющих проводников по условиям коррозионной стойкости:

$$F_{кор} = \pi \cdot S_{cp} \cdot d + S_{cp}, \quad (66)$$

$$F_{кор} = 3,14 \cdot 0,808 \cdot 16 + 0,808 = 42,689 \text{ мм}^2.$$

$$S_{cp} = a_3 \cdot \ln^3 T + a_2 \cdot \ln^2 T + a_1 \cdot \ln T + a_0, \quad (67)$$

T – расчетное время эксплуатации заземлителя (30 лет), равный 360 мес.;

a_3, a_2, a_1, a_0 – коэффициенты, зависящие от свойств грунта (справочная величина).

$$S_{cp} = 0,0026 \cdot \ln^3 360 + 0,00915 \cdot \ln^2 360 + (-0,0104) \cdot \ln 360 + 0,0224 = 0,808 \text{ мм}^2.$$

Сечение горизонтальных заземлителей необходимо проверить по устойчивости к температурам:

$$F_{T.c.} = \sqrt{\frac{I_{K3}^2 \cdot t_{P3}}{400 \cdot \beta}}, \quad (68)$$

где I_{K3} – ток короткого замыкания, А;

t_{P3} – время срабатывания релейной защиты, 0,5с;

β – коэффициент термической стойкости (для стали $\beta = 21$).

$$F_{T.c.} = \sqrt{\frac{4993^2 \cdot 0,5}{400 \cdot 21}} = 38,522 \text{ мм}^2.$$

Сечения материалов, выбранных для выполнения горизонтальных заземлителей, превышают $F_{T.c.мин}$.

Проверка сечения горизонтальных проводников по условиям механической прочности:

$$F_{M.п.} = \pi \cdot \frac{d_{пр.гор}^2}{4}, \quad (69)$$

где d - радиус проводника.

$$F_{\text{м.п.}} = \pi \cdot \frac{16^2}{4} = 201 \text{ мм}^2.$$

Проверка выбранного сечения проводника по термической и коррозионной стойкости:

$$F_{\text{м.п.}} \geq F_{\text{кор}} + F_{\text{т.с.}}, \quad (70)$$

$$201 > (42,689 + 38,522) = 81,211 \text{ мм}^2.$$

Суммарное сопротивление грунта:

$$\rho_{\text{экв}} = \frac{h_{1\text{э}}}{\frac{h_2}{\rho_2} + \frac{h_1}{\rho_1}}, \quad (71)$$

где $h_{1\text{э}} = l_{\text{в}} + h_3 = 5 + 0,7 = 5,7$, м – глубина заложения заземлителя;

$\rho_1 = 50$ Ом·м, $h_1 = 7$, м – соответственно удельное сопротивление и толщина верхнего слоя грунта;

$\rho_2 = 8$ Ом·м, $h_2 = 8$, м – соответственно удельное сопротивление и толщина нижнего слоя грунта.

$$\rho_{\text{экв}} = \frac{5,7}{\frac{8}{8} + \frac{7}{50}} = 5 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Определение общей длины полос сетки горизонтального заземлителя:

$$L_{\text{Г}} = \frac{2 \cdot S}{a_{\text{Г}}}, \quad (72)$$

где $a_{\text{Г}}$ – расстояние между полосами сетки равно 6 м.

$$L_r = \frac{2 \cdot 5248}{6} = 1749 \text{ м.}$$

Количество ячеек по стороне А: $m_A = \frac{80,3}{6} = 13,4$, принимаем 13 ячеек.

Количество ячеек по стороне Б: $m_B = \frac{60}{6} = 10$, принимаем 10 ячеек.

Уточнение длины горизонтальных полос квадратичной модели со стороной $\sqrt{S} = 53,385$ м. Тогда получим, что число ячеек будет равно:

$$m = \frac{L_r}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1, \quad (73)$$

$$m = \frac{1749}{2 \cdot 72,442} - 1 = 11.$$

Принимаем $m = 11$.

Найдём длину горизонтальных полос:

$$L_{r,\text{расч}} = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1), \quad (74)$$

$$L_{r,\text{расч}} = 2 \cdot 72,440 \cdot (11 + 1) = 1739 \text{ м.}$$

Число вертикальных заземлителей:

$$n_{\text{в.}} = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{\frac{a_{\text{в.}}}{l_{\text{в.}}} \cdot l_{\text{в.}}}, \quad (75)$$

где $a_{\text{в.}}$ – расстояние между заземлителями, равное 6 м;

$l_{\text{в.}}$ – длина вертикальных электродов, равная 5 м.

$$n_{в.} = \frac{4 \cdot 72,442}{\frac{6}{5} \cdot 5} = 48,295.$$

Принимаем на ПС Сковородино $n_{в.} = 49$ электродов.

Найдём сопротивление заземлителя:

$$R_{ст.} = \rho_{эКВ} \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L_r + n_{в.} \cdot l_{в.}} \right), \quad (76)$$

где A – параметр зависящий от соотношения $l_{в.}/\sqrt{S_1}$ [3]:

$$l_{в.}/\sqrt{S} = \frac{5}{72,442} = 0,069 \text{ следовательно } A = 0,38.$$

$$R_{ст.} = 5 \cdot \left(\frac{0,38}{72,442} + \frac{1}{1439 + 49 \cdot 5} \right) = 0,276 \text{ Ом.}$$

Найдём импульсное сопротивление заземлителя через импульсный коэффициент:

$$\alpha_{и} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_{эКВ} + 320) \cdot (I_M + 45)}}, \quad (77)$$

где I_M – ток молнии, кА.

$$\alpha_{и} = \sqrt{\frac{1500 \cdot 72,442}{(5 + 320) \cdot (60 + 45)}} = 1,508.$$

Импульсное сопротивление тогда будет равно:

$$R_{и} = R_{ст.} \cdot \alpha_{и}, \quad (78)$$

$$R_{и.1} = 0,276 \cdot 1,508 = 0,416 \text{ Ом.}$$

Полученное значение сопротивление заземлителя не превышает 0,5 Ом,

что соответствует требованиям. Контур заземления ПС Сковородино приведен в графической части дипломного проекта.

7.2 Защита от прямых ударов молнии

Защита от прямых ударов молнии выполняется с помощью молниеотводов, которые могут быть установлены как на порталах, так быть выполненными в виде отдельно стоящих вышек. При выборе высоты и места установки молниеотводов руководствуются тем, что всё оборудование подстанции должно находиться в зоне защиты молниеотводов.

Зона защиты одиночного молниеотвода представляет собой конус, с вершиной на высоте эффективного уровня молниеотвода.

Для расчёта и проектирования зоны защиты находим на высоте порталов и на уровне высоты самого высокого из оборудования подстанции.

При расчёте зоны защиты в зависимости от расстояния между молниеотводами они могут учитываться как отдельно стоящие молниеотводы, так и как система из нескольких молниеотводов. Так же для защиты протяжённых объектов применяют тросовые молниеотводы.

Если расстояние между молниеотводами достаточно мало, то в середине между молниеотводами зоны защиты будут сходиться на определённой высоте, следовательно, внутренняя зона защиты будет иметь свой радиус. Этот радиус, в зависимости от расстояния между молниеотводами может быть меньше радиуса зоны защиты молниеотвода, что приведёт к сужению зоны защиты в середине между молниеотводами. Если расстояние меньше высоты молниеотвода, то зона сужаться не будет.

Расчет производится для защиты объектов подстанции Сковородино, находящиеся на высоте h_x от уровня земли:

- 24 м для порталов 500 кВ [31];
- 12,5 м для остального оборудования (высота КРУЭ 500кВ).

Для защиты подстанции Сковородино применяем четыре молниеотвода, два из которых устанавливаются на порталах и имеют высоту, равную 40,7 м.

Остальные два молниеотвода выполнены одиночными и имеют высоту равную 50 м.

Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода с высотой h представляет круговой конус с вершиной на высоте $h_{эф} < h$ и радиусом основания r_0 на уровне земли [31].

$$h_{эфи} = 0,85 \cdot h. \quad (79)$$

Для первого и второго молниеотвода:

$$h_{эф1,2} = 0,85 \cdot 50 = 42,5 \text{ м.}$$

Для третьего и четвёртого молниеотвода:

$$h_{эф3,4} = 0,85 \cdot 40,7 = 34,6 \text{ м.}$$

Защита молниеотвода на уровне земли для двух видов молниеотводов будет равна:

$$r_{0,i} = (1,1 - 0,002 \cdot h_i) \cdot h_i, \quad (80)$$

$$r_{0,1,2} = (1,1 - 0,002 \cdot 50) \cdot 50 = 50 \text{ м;}$$

$$r_{0,3,4} = (1,1 - 0,002 \cdot 40,7) \cdot 40,7 = 41,457 \text{ м.}$$

На уровне защищаемых объектов радиусы зон защит будут вычисляться по формуле:

$$r_x = r_{0,i} \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{эф}}\right), \quad (81)$$

где h_x – высота защищаемого объекта.

На уровне первого защищаемого объекта для отдельно стоящего молниеотвода:

$$r_{1,1} = 50 \cdot \left(1 - \frac{12,5}{42,5}\right) = 35,3 \text{ м.}$$

На уровне второго защищаемого объекта для отдельно стоящего молниеотвода:

$$r_{1,2} = 50 \cdot \left(1 - \frac{24}{42,5}\right) = 21,8 \text{ м.}$$

Для молниеотводов, установленных на порталах, произведём такой же расчёт.

Радиус зоны защита линейного молниеотвода на высоте первого защищаемого объекта:

$$r_{1.1} = 40,7 \cdot \left(1 - \frac{12,5}{34,6}\right) = 26,5 \text{ м.}$$

Радиус зоны защита линейного молниеотвода на высоте второго защищаемого объекта:

$$r_{1.1} = 40,7 \cdot \left(1 - \frac{24}{34,6}\right) = 12,7 \text{ м.}$$

Расстояние между отдельно стоящими молниеотводами больше их высоты и меньше двух высот, из чего следует, что расчёт внутренней области зоны защиты будет рассчитываться по формуле:

$$r_{ci} = r_{c0} \cdot \frac{h_{cr} - h_i}{h_{cr}}, \quad (82)$$

где h_{cr} – высота внутренней зоны защиты на уровне земли в середине зоны защиты;

r_{c0} – радиус внутренней зоны защиты.

Высота внутренней зоны защиты в середине зоны защиты между двумя молниеотводами:

$$h_{cr} = h_{эф1.2} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_{1.2}) \cdot (l_{1.2} - h_{1.2}), \quad (83)$$

где $l_{1.2}$ – расстояние между молниеотводами;

$h_{1.2}$ – высота молниеотводов.

$$h_{cr} = 42,5 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 50) \cdot (76,1 - 50) = 37,7 \text{ м.}$$

Тогда ширина зоны защиты между двумя молниеотводами на уровне первого защищаемого объекта будет равна:

$$r_{c1.2} = 50 \cdot \frac{37,7 - 12,5}{37,7} = 33,4 \text{ м.}$$

Ширина зоны защиты между двумя молниеотводами на уровне второго защищаемого объекта будет равна:

$$r_{c1.2} = 50 \cdot \frac{37,7 - 24}{37,7} = 18,2 \text{ м.}$$

Для молниеотводов, установленных на порталах ширина зона защиты между ними не будет сужаться, так как расстояние между ними меньше высоты молниеотвода.

Для расчёта сужения зоны защиты между двумя разными молниеотводами происходит следующим образом.

Сначала найдём высоту зоны защиты в середине между разными молниеотводами для каждого из них:

$$h_{c1} = 42,5 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 50) \cdot (73,3 - 50) = 38,2 \text{ м,}$$

$$h_{c2} = 34,6 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 40,7) \cdot (73,3 - 40,7) = 28,7 \text{ м.}$$

После найдём среднее значение по формуле:

$$h_{c.ср} = \frac{h_{c1} - h_{c2}}{2}, \quad (84)$$

$$h_{c.ср} = \frac{38,2 - 28,7}{2} = 35,6$$

После этого найдём ширину зоны защиты для двух уровней по формуле:

$$r_{ср} = r_{0,ср} \cdot \frac{h_{c.ср} - h_i}{h_{c.ср}}, \quad (85)$$

Где $r_{0,ср}$ – среднее значение радиуса зоны защиты на уровне земли.

$$r_{0,ср} = \frac{r_{0.1,2} - r_{0.3,4}}{2}, \quad (86)$$

$$r_{0,ср} = \frac{50 - 41,5}{2} = 45,7 \text{ м.}$$

Тогда ширина на уровне первого защищаемого объекта будет равна:

$$r_{\text{ср1}} = 45,7 \cdot \frac{35,6 - 12,5}{35,6} = 29,7 \text{ м.}$$

Ширина на уровне второго защищаемого объекта будет равна:

$$r_{\text{ср1}} = 45,7 \cdot \frac{35,6 - 24}{35,6} = 29,7 \text{ м.}$$

Зоны защиты молниеотводов от прямых ударов молнии ПС Сковородино приведены на листе графической части дипломного проекта.

8 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В виду развития электрификации развиваются и технологии создания электроустановок. Современные электроустановки сверхвысокого напряжения и средств автоматики обеспечивают персонал, работающий с этим оборудованием, наиболее качественной системой безопасности.

8.1 Безопасность

8.1.1 Требования по безопасности персонала, обусловленные особенностями конструкции КРУЭ

КРУЭ выполняется в виде оболочек (труб) заполненных элегазом. Такая конструкция позволяет снизить риски для обслуживающего персонала. Однако это не обеспечивает абсолютную безопасность.

Опасность для персонала представляет газ, которым заполнено всё оборудование. Несмотря на то, что этот газ является негорючим и не токсичным для человека, продукты разложения элегаза, образуемые в результате коммутаций, представляют опасность.

Так же опасность составляет то, что газ в трубах находится под давлением и в результате прорыва оболочки может навредить персоналу.

При пробое или прожоге оболочки дугой, газ выходит из оборудования и заполняет все возможные полости. Это образуется из-за того, что элегаз тяжелее воздуха. Он вытесняет воздух и тем самым создаёт опасность. Для снижения концентрации газа в воздухе используется вентиляция. Так же должна быть обеспечена приточная вентиляция на уровне пола. Таким образом при утечки газ, скапливающийся как можно ниже, должен выводиться из помещения за счёт вентиляции.

Весь персонал КРУЭ должен иметь соответствующее образование, а так же, в зависимости от должности опыт соответствующих работ.

8.2 Экологичность

8.2.1 Расчет шума, создаваемого трансформаторами

При работе трансформаторов они издают шум, который создаёт дискомфорт для людей. В зависимости от того, какое охлаждение имеет трансформатор, он создаёт разные уровни шума. Так же в зависимость от расположения территории подстанции устанавливаются нормы по шуму.

$$L_A = 55 \text{ дБА с } 7^{00}\text{-}23^{00} \text{ часов;}$$

$$L_A = 45 \text{ дБА с } 23^{00}\text{-}7^{00} \text{ часов.}$$

Для расчётов примем ночные нормы.

Из нормативных документов найдём, что шум трансформатора, мощностью 167МВА, составляет:

$$L_{wa} = 111. \text{ дБА.}$$

В любой точке окружности, радиусом R , уровень шума будет равняться L_A .

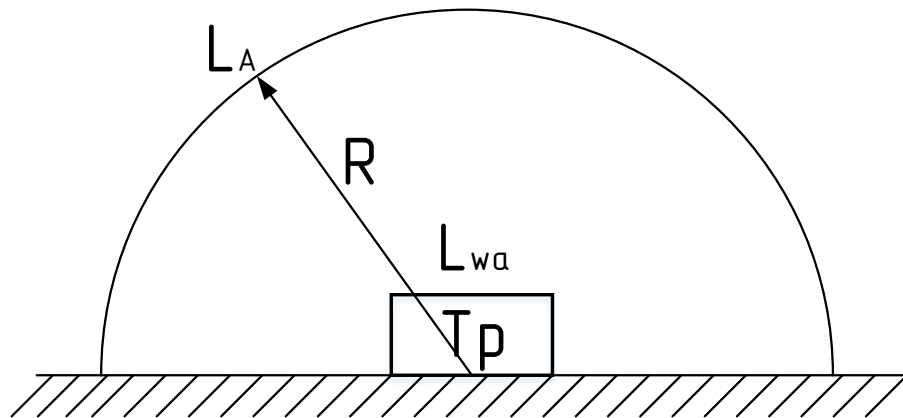


Рисунок 12 – Излучение шума трансформатором

Исходя из этих утверждений, приведённых выше, можно составить выражение:

$$L_{wa} = L_A + 10 \lg \frac{S}{S_0} \quad (87)$$

$$S = 2\pi R^2 \quad (88)$$

где: S – площадь поверхности полусферы, m^2 ;

$$S_0=1\text{м}^2.$$

Найдём уровень шума на расстоянии R:

$$L_A(R) = L_{wa} - 10\lg \frac{S}{S_0} \quad (89)$$

Расстояние между трансформаторами, относительно расстояния до жилых объектов, является незначительным. Это позволяет принять некоторые упрощения расчётов:

1) автотрансформаторы рассматриваются как один источник:

$$L_{wa\Sigma} = 10\lg \sum_{i=1}^N 10^{0,1 \cdot L_{wai}}, \quad (90)$$

где: N - количество источников шума;

L_{wai} - скорректированный уровень звуковой мощности i-го источника шума, дБА.

$$L_{wa\Sigma} = 10\lg \sum_{i=1}^3 10^{0,1 \cdot 111} = 117, \text{ дБА.}$$

2) для жилых объектов уровень шума не должен превышать норм $L_A(R)=ДУ_{L_A}$. Тогда $R=R_{\min}$.

В таком случае можно записать формулу:

$$ДУ_{L_A} = L_{wa\Sigma} - 10\lg \frac{2\pi R_{\min}}{S_0}. \quad (91)$$

В ходе дальнейших преобразований получаем:

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1 \cdot (L_{wa\Sigma} - ДУ_{L_A})}}{2\pi}}, \quad (92)$$

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1 \cdot (117-45)}}{2\pi}} = 1588 \text{ м.}$$

Таким образом мы нашли минимальное расстояние, на котором можно устанавливать трансформаторы от жилых зданий.

8.2.2 Влияние электромагнитного излучения.

Линия прокладывается с учётом всех норм и правил, из чего следует, что установка дополнительных защит на ВЛ не требуется.

8.2.3 Защита почвы.

Само КРУЭ вредных выбросов не имеет, однако из автотрансформаторов масло может попасть в землю. С целью предотвращения этого под автотрансформаторами сооружаются маслоприёмники. Конструкция маслоприёмника определяется с помощью норм [27].

Маслоприёмник выполняем с отводом масла по маслоотводящим каналам в маслосборники.

Для начала необходимо определить на какой объём масла производим проектирование. Исходя их технических справочников для трансформатора АОДЦТН-167000/500/220, определяем, что масла в нем на 40 т.

Так как объём заливаемого масла в трансформатор больше 10 т., но меньше 50 т., габариты маслоприёмника будут выступать за габариты трансформатора на 1,5 м. Выполним его заглублённого типа с установкой решётки.

Размеры трансформатора найдём в тех же технических справочниках: длина - 8800 мм; ширина - 5350 мм; высота - 9800 мм.

Исходя из этих данных, рассчитаем размеры маслоприёмника.

Ширина маслоприёмника будет равна:

$$C_{МП} = B + 2\Delta, \tag{93}$$

где B – ширина трансформатора, м.

Δ – это величина, на которую габариты маслоприемника должны выступать за габариты трансформатора.

Длина маслоприёмника равна:

$$D_{МП} = A + 2\Delta, \quad (94)$$

где A – длина трансформатора, м;

$$C_{МП} = 5,35 + 2 \cdot 1,5 = 8,35 \text{ м},$$

$$D_{МП} = 8,8 + 2 \cdot 1,5 = 11,8 \text{ м}.$$

Объем заливаемого масла в трансформатор рассчитываем по формуле:

$$V_{ТМ} = \frac{m}{\rho}, \quad (95)$$

где m – масса масла в трансформаторе, т;

ρ – плотность трансформаторного масла, т/м³.

$$V_{ТМ} = \frac{40}{0,840} = 47,619 \text{ м}.$$

Площадь маслоприёмника будет равна:

$$S_{МП} = C_{МП} \cdot D_{МП}, \quad (96)$$

$$S_{МП} = 8,35 \cdot 11,8 = 98,53 \text{ м}^2.$$

Зная эти значения, можно определить на сколько необходимо заглублять трансформатор.

Так как маслоприемник выполняем с металлической решеткой, а поверх неё производим засыпку гравием или щебнем толщиной слоя $h_{ГР} = 0,25$ м.

Глубина маслоприемника определяется по формуле:

$$h_{МП} = \frac{V_{МПТМ}}{S_{МП}} + h_{ГР}, \quad (97)$$

$$h_{МП} = \frac{47,619}{98,53} + 0,25 = 0,73 \text{ м.}$$

Таким образом, мы получаем следующие показания размеров: длина – 11800 мм; ширина – 8350 мм; глубина – 730 мм.

Для выполнения маслоотводов применяем трубы. Их сечение должно обеспечивать определённую скорость удаления масла и воды.

Маслоприёмник проектируем так, чтобы он обеспечивал приём всего масла какого-либо оборудования подстанции, характеризующегося максимальным объёмом, а также воды с тушения этого оборудования.

$$V_{H_2O} = K_{П} \cdot t_{П} \cdot (S_{МП} + S_{БПТ}) \text{ м}^3, \quad (98)$$

где $K_{П}$ – коэффициент интенсивности пожаротушения;

$$K_{П} = 0,2 \cdot 10^{-3} \text{ л/с} \cdot \text{м}^2;$$

$t_{П}$ – время пожаротушения, $t_{П} = 1800 \text{ с}$;

$S_{БПТ}$ – площадь боковых поверхностей трансформатора, м^2 .

$$S_{БПТ} = 2 \cdot (A + B) \cdot H, \quad (99)$$

где H – высота трансформатора.

$$S_{БПТ} = 2 \cdot (8,8 + 5,35) \cdot 9,8 = 277,34 \text{ м}^2.$$

$$V_{H_2O} = 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 1800 \cdot (98,53 + 277,34) = 135,313 \text{ м}^3.$$

Объём маслоборника будет равен:

$$V_{МСБ} = V_{ТМ} + 0,8 \cdot V_{H_2O}, \quad (100)$$

$$V_{МСБ} = 47,619 + 0,8 \cdot 135,313 = 155,87 \text{ м}^3.$$

8.3 Чрезвычайная ситуация

На подстанциях пожары случаются часто. Они приводят к выходу из строя оборудования, а также недоотпуску энергии потребителям. Задачей персонала является оперативное реагирование и предотвращение дальнейшего распространения пожара.

В целях предотвращения распространения пожара под маслonaполненным оборудованием проектируют маслоприёмники различного типа. Они позволяют слить масло из оборудования, тем самым предотвращая его возгорание. Если не сделать этого вовремя, то горящее масло может попасть на другое оборудование и здания, что приведет к их возгоранию. Горящее масло может отрезать пути подъезда машин пожаротушения к оборудованию, что также дополнительно усугубит ситуацию. Брызги горящего масла могут попасть на человека и привести к серьёзным травмам. Самым худшим вариантом развития возгорания маслonaполненного оборудования является его взрыв.

С помощью расчётов, произведённых выше, был определён необходимый объём и способ установки маслоприёмника. Исходя из характеристик оборудования было принято устанавливать на подстанции маслоприёмник с отводом масла. Такая схема установки предусматривает также маслоотводы в виде труб, проложенных в земле, и маслосборник, куда стекает всё масло и вода с пожаротушения.

Кроме возгорания основного оборудования подстанции, средства релейной защиты так же подвержены авариям и возгораниям. При таких возгораниях стараются сохранить дорогостоящее оборудование. Такие условия приводят к появлению сложностей при тушении, так как необходимо не навредить оборудованию.

На подстанции должно иметься определённое количество огнетушителей, определяемое на основании его площади, а также выбрано и

зафиксировано на документах места их установки, для быстрого реагирования при пожарах.

Начинать пожаротушение необходимо только после снятия напряжения с пострадавшего оборудования.

На подстанции должна быть установлена система пожаротушения, которая при срабатывании пожарной сигнализации автоматически осуществляет тушение пожара. Все характеристики системы пожаротушения должны быть рассчитаны согласно нормативным документам.

Пожарный инвентарь и средства пожаротушения должны находиться в лёгкой доступности, а также окрашены в красный цвет.

Так же с целью тушения пожара под трансформатором оборудован маслоприёмник с решётной и засыпанным поверх неё гравием. Масло из трансформатора сливается в маслоприёмник и по маслоотводам стекает в маслосборник.

Автоматическая система пожаротушения включается при срабатывании датчиков или защит автотрансформаторов.

Как уже было описано выше, при коротком замыкании в автотрансформаторе место КЗ нагревается и приводит к выделению газа из масла, который скапливаясь в газовом реле приводит к его срабатыванию, а, следовательно, и к сигналу о неисправности. Это приводит к включению системы пожаротушения оборудования.

Пуск системы пожаротушения происходит только при дублировании сигнала на срабатывание персоналом. Такой принцип позволяет исключить ложные срабатывания.

9 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА

Для уверенности в целесообразности производимой установки автотрансформаторов, строительства КРУЭ и реконструкции существующей подстанции необходимо определить полную стоимость затрачиваемых средств, которые потребуются для подготовки территории, покупки всего необходимого оборудования, оплаты работ по монтажу и другие затраты.

Кроме всего вышесказанного необходимо посчитать все возможные издержки на эксплуатацию, амортизацию и т.д.

После расчёта всех возможных затрат, производится расчёт себестоимости электроэнергии и срока окупаемости затраченных средств.

9.1 Капиталовложения в подстанцию

Капиталовложения в данном случае обуславливаются затратами на реконструкцию подстанции в связи с присоединением линий 500 кВ.

Исходя из всех произведённых выше расчётов и технологических решений стало ясно, что всё установленное оборудование подстанции выдержит увеличение токов короткого замыкания, которое связано с присоединением двух новых линий и строительством нового РУ 500кВ. Из этого следует, что затрачивать средства на замену имеющегося оборудования подстанции не требуется. Всё это приводит к тому, что в капиталовложения будет входить только стоимость автотрансформаторов, стоимость КРУЭ ELK 3 500 кВ, а так же стоимость расширения РУ 220 кВ на одну ячейку.

К новому строительству относится возведение зданий и сооружений, осуществляемое на новых площадках.

Для осуществления строительных и монтажных работ, которые включаются в стоимость постройки новых объектов, могут быть наняты подрядные организации, или же прибегнуть к хозяйственному способу. В случае найма подрядчиков, к работам привлекается внешняя фирма, которая будет осуществлять всю работу, на которой она специализируется. В случае с хозяйственным способом предприятие создаёт временную организацию,

которая осуществит все работы.

Таблица 40 – Стоимость ячейки одного комплекта трансформаторов

Оборудование	Количество	К _{ТР} млн. руб. (цены 2017 г)	Стоимость, млн. руб.
АОДЦТН- 167000/500/220	1	75	75

Таблица 41 – Стоимость ячейки одного комплекта выключателя

Оборудование	Напряжение	Количество	К _{яч} , млн. руб. (цены 2017 г)	Стоимость, млн. руб.
Выключатель ELK SP3	500	4	55	220
Выключатель GL 314	220	1	15	15

Постоянную часть затрат принимаем равной [23]:

$$K_{\text{пост}} = 78 \text{ млн. руб.}$$

Стоимость освоения новых земель:

$$K_{\text{нс}} = K_{\text{КРУЭ}} + K_{\text{ОРУ}} + K_{\text{тр}} + K_{\text{токопровод}} + K_{\text{опн}} + K_{\text{пост}}, \quad (101)$$

$$K_{\text{нс}} = 4,57 \cdot (220 + 15 + 75 + 1,37 + 2,4 + 78) = 1790,4 \text{ млн. руб.}$$

9.2 Расчет потерь электрической энергии

Потери в трансформаторах обусловлены потерями холостого хода. Продолжительность использования наибольшей нагрузки примем 5000 ч. В итоге расчет потерь будет рассчитан по формуле:

$$\Delta W_{\text{TP}} = \Sigma \frac{P_{\text{ЭФ}}^2 + Q_{\text{HECK.}}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_{\text{TP}} \cdot T_{\text{max}} \cdot \frac{1}{n} + \Delta P_{\text{xx}} \cdot T_{\text{год.час}} \cdot n, \quad (102)$$

$$\Delta W_{\text{TPA}} = \frac{146,439^2 + 2,7^2}{500^2} \cdot \frac{1}{3} \cdot 0,45 \cdot 5000 + 3 \cdot 0,090 \cdot 8760 = 2429,17 \text{ МВт}\cdot\text{ч.}$$

9.3 Расчет издержек

Издержки рассчитываем по выражению:

$$И = И_{AM} + И_{ЭКС} + И_{\Delta W}, \quad (103)$$

где $И_{AM}$ – издержки на амортизационные отчисления;

$И_{ЭКС}$ – издержки на ремонт и эксплуатационное обслуживание;

$И_{\Delta W}$ – затраты на передачу электроэнергии.

$$И = 89520 + 87730 + 4348,2 = 181598,2 \text{ тыс.руб.}$$

Амортизация – постепенное перенесение стоимости основных фондов на производимые с их помощью услуги. Цель амортизации – накопление финансовых средств для возмещения изношенных основных фондов.

Амортизационные отчисления – выражение продукции в денежном эквиваленте.

Амортизационный период – срок, за который отчисления полностью покроют все затраты.

Амортизационные издержки рассчитаем по формуле:

$$И_{AM} = \frac{K}{T_{cl}}, \quad (104)$$

$$И_{AM} = \frac{1790,4}{20} = 89,52 \text{ млн. руб.}$$

T_{cl} - срок службы соответствующего оборудования.

Срок службы основного оборудования, учитываемого в расчетах, составляет 30 лет.

Отчисления на эксплуатацию определяются по формуле:

$$И_{ЭКС} = K_{nc} \cdot \alpha_{ЭКС.nc}, \quad (105)$$

где $\alpha_{\text{ЭК.нс}}$ - на эксплуатацию ежегодные отчисления [19];

$K_{\text{нс}}$ - капиталовложения в подстанцию, расчет приведен выше.

Для силового электрооборудования и распределительных устройств (КРУ, трансформаторы, и др.) $\alpha_{\text{ЭК}} = 0,049$.

$$I_{\text{ЭК}} = 1790,4 \cdot 0,049 = 87,73 \text{ млн. руб.}$$

Издержки на потери электроэнергии в трансформаторах можно вычислить по выражению:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \quad (106)$$

где ΔW - потери электроэнергии;

$C_{\Delta W}$ - стоимость потерь 1 кВт·ч электроэнергии, равен 1,79 руб/кВт·ч.

$$I_{\Delta W} = 2429170 \cdot 1,79 = 4348,2 \text{ тыс.руб.}$$

9.4 Определение себестоимости

Издержки на собственные нужды находят следующим образом:

$$I_{\text{сн нс.эл.}} = W_{\text{пер}} \cdot \alpha_{\text{СН}} \cdot T_{\text{себ}}, \quad (107)$$

где $\alpha_{\text{СН}} = 0,002$ - коэффициент, показывающий величину расхода электроэнергии на с.н. подстанции;

$W_{\text{пер}}$ - мощность, передаваемая подстанцией за год;

$T_{\text{себ}}$ - себестоимость 1 кВт электроэнергии, $T_{\text{себ}} = 0,18$ руб/кВт·час;

За год подстанция передаёт мощность, равную:

$$W_{\text{пер}} = P_{\text{уст}} \cdot T_{\text{ч}}, \quad (108)$$

где $T_{\text{ч}}$ - число часов работы подстанции в год. $T_{\text{ч}} = 8760$ ч.

$$W_{пер} = 140,8 \cdot 8760 = 1233,408 \cdot 10^3 \text{ МВт}\cdot\text{ч.}$$

$$I_{сн пс.эл.} = 1233,408 \cdot 10^3 \cdot 0,18 \cdot 0,002 = 444,03 \text{ тыс.руб.}$$

Также необходимо определить величину прочих расходов:

$$I_{пр} = K_{\Sigma} \cdot \alpha_{пр}, \quad (109)$$

где $\alpha_{пр}$ - коэффициент прочих расходов по с.н. подстанции ($\alpha_{пр} = 0,01$.)

Исходя из этого величина издержек будет равна:

$$I_{пр} = 1790,4 \cdot 0,01 = 17,9 \text{ млн.руб.}$$

За год подстанция расходует:

$$W_{пол} = W_{пер} - \Delta W_{\Sigma}, \quad (110)$$

где ΔW_{Σ} - суммарные потери в трансформаторе.

$$W_{пол} = 1233,408 \cdot 10^3 - 2,429 \cdot 10^3 = 1230,98 \cdot 10^3 \text{ МВт}\cdot\text{ч.}$$

Себестоимость электроэнергии определяется как:

$$C = \frac{I_{\Sigma}}{W_{пол}}, \quad (111)$$

где $W_{пол}$ – суммарное электропотребление за год с учетом потерь;

I_{Σ} – годовые затраты, млн. руб.

Затраты за год, млн. руб:

$$I_{\Sigma} = I_{AM} + I_{ЭКС} + I_{\Delta W} + I_{сн пс.эл.} + I_{пр}, \quad (112)$$

где I_{AM} - амортизационные отчисления, посчитаны ранее;

$I_{\text{ЭК}}$ - эксплуатационные отчисления, посчитаны ранее;

$I_{\Delta W}$ - издержки на собственные нужды подстанции и потери в трансформаторах;

$I_{\text{ПР}}$ - прочие издержки, посчитаны ранее.

Себестоимость будет равна:

$$I_{\Sigma} = 89520 + 87730 + 4348,2 + 444,03 + 17900 = 199942,23 \text{ тыс.руб.}$$

$$C_{\Sigma} = \frac{199942,23}{1230980} = 0,16 \frac{\text{руб}}{\text{кВ}\times\text{ч}}.$$

Вычислив всё это, можно найти срок окупаемости для всех вложенных в проект средств:

$$T_{\text{ок}} = \frac{K}{P_{\text{ч}} + I_{\text{ам}}}, \quad (113)$$

где K - капиталовложения;

$P_{\text{ч}}$ - чистая прибыль;

$I_{\text{ам}}$ - амортизационные издержки.

$$T_{\text{ок}} = \frac{1790,4}{1474,9 + 89,52} = 1,14.$$

Получаемая прибыль от отпуска электроэнергии:

$$P_{\text{ч}} = O - I - H, \quad (114)$$

где O -доход от полезного отпуска;

I - суммарные издержки;

H -налог на прибыль.

$$P_{\text{ч}} = 2043,43 - 199,94 - 368,6 = 1474,9 \text{ млн. руб.}$$

Налог на прибыль найдём по формуле:

$$H = 0,2 \cdot (O - И), \quad (115)$$

$$H = 0,2 \cdot (2043 - 199,94) = 368,6 \text{ млн. руб.}$$

Доход от полезного отпуска можно определить по формуле:

$$O = W_{по} \cdot T, \quad (116)$$

где $W_{по}$ - полезный отпуск;

T - средний тариф на передачу электроэнергии. В данном случае - 1660 руб/тыс.кВт·ч.

$$O = 1660 \cdot 1230980 = 2043,43 \text{ млн. руб.}$$

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При увеличении потребляемой мощности ОАО «Российские железные дороги» потребовалось строительство двух ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – ПС Сквородино. В работе, для подключения линий к уже существующей подстанции, были решены следующие задачи:

- произведена проектировка и выбор схемы РУ 500 кВ;
- произведён расчёт токов короткого замыкания на каждом из уровней напряжения подстанции;
- проверено установленное на подстанции оборудование на соответствие новым условиям работы;
- выбраны силовые автотрансформаторы и схема резервирования однофазных автотрансформаторов;
- выбран терминал и рассчитана релейная защита однофазных автотрансформаторов;
- произведён расчёт защиты подстанции от прямых ударов молнии;
- рассчитано заземляющее устройство;
- произведён расчёт шумов, создаваемый автотрансформаторами, а также рассчитаны маслоприёмники для автотрансформаторов;
- Рассчитан период окупаемости проделанной работы.

В результате проведения всех перечисленных расчётов, итогом данной работы стал готовый проект распределительного устройства 500 кВ в виде КРУЭ, а также площадки автотрансформаторов.

Такой вариант присоединения линий 500 кВ соответствует всем требованиям надёжности и безопасности электроснабжения.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Сибикин Ю.Д. Электрические подстанции. Учебное пособие для высшего и среднего профессионального образования.-М.: Директ-Медиа, 2014. – 414 с.
- 2 Белов Н.В. Библия электрика. – Минск: Харвест, 2011. – 640 с.
- 3 ГОСТ Р 55105-2012 Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем.
- 4 Файбисович Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей /Д. Л. Файбисович, И.Г. Карапетян – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2005.– 320с.
- 5 ВППБ 01-02-95. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий.
- 6 Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок утв. Приказом № 328н от 24.07.2013
- 7 Приказ Минэнерго РФ от 30.12.2008 № 326. Об организации в министерстве энергетики российской федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям.
- 8 Приказ Федеральной службы по тарифам (ФСТ России) №315-э/6 от 2 декабря 2008 г. Об утверждении тарифов на услуги по передаче электрической энергии по единой национальной электрической сети, оказываемые ОАО «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы»
- 9 Правила устройства электроустановок.
- 10 РД 153–34.0–20.527–98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. М.:, 2001
- 11 Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций /Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева. –М.: Издательский центр «Академия», 2005.–448с.

12 Электротехнический справочник, Т 3/ Под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. – М.: Изд-во МЭИ, 2002.

13 СО 153-34.20.118-2003 Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем

14 РД 153-34.0-49.101-2003 Инструкция по проектированию противопожарной защиты энергетических предприятий.

15 Письмо № 3652-СК/08. О рекомендуемых к применению в I квартале 2009 года индексы изменения сметной стоимости СМР, индексы изменения сметной стоимости проектных и изыскательских работ, индексы изменения сметной стоимости прочих работ и затрат, а также индексы изменения сметной стоимости технологического оборудования. – М.: Министерство регионального развития РФ – 2009.

16 Конюхова Е.А. Электроснабжение объектов: Учеб. пособие для сузов. – М.: Мастерство, 2002. – 320 с.

17 Нормы отвода земель для электрических сетей напряжением 0,38-750 кВ.

18 Правила устройства электроустановок-10-е изд. перераб. и доп.-М.: Энергоатомиздат, 2007. – 512 с.

19 Электротехнический справочник в 4-х томах. Том 3/ Под общей редакцией профессоров МЭИ/ – М.: Изд-во МЭИ, 2002.

20 Герасимов А.И. Проектирование электроснабжение цехов предприятий цветной металлургии: Учеб. пособие 2-е изд. перераб. и доп. /Гос. образ. учреждение «ГАЦМиЗ» - Красноярск, 2003. – 260с.: ил.

21 Шеховцов В.П. – Расчет и проектирование схем электроснабжения: Методическое пособие для курсового проектирования – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Издательский центр ФОРУМ – ИНФА – М, 2007. – 210с.: ил.

22 К: / СЭСР / Оборудование / Расчет освещения. Расчет освещения по коэффициенту использования

23 Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования / Российское акционерное общество энергетики и электрификации «ЕЭС России». – М.: Издательство «ЭНАС», 2001. – 154 с.

24 Руководство по защите электрических сетей 6 – 1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений. РД 153-34.3-35.125-99 / под науч. ред. Н.Н. Тиходеева. – 2-е изд. – С.-Пб.: Издательство ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 1999. – 353 с.

25 Пожарная безопасность электроустановок. – Справочник/ Под ред. В.И. Кузнецова – М.: Спецтехника, 2000. – 259с.

26 Шабад М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей: Монография/ М.А. Шабад. – Спб.: ПЭИПК, 2003. – 4-е изд., перераб. и доп. – 350 стр.

27 [Электронный ресурс].

URL: https://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/6183.pdf

(дата обращения: 20.05.2020).